

# Открытое акционерное общество «Татнефть»

Корпоративная библиотека  
(Издание первое)



МОСКВА. НП «ЗАКОН И ПОРЯДОК». 2006

УДК 622.33  
ББК 33.361

Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть» задумана как серия книг, отражающих историю одной из крупнейших нефтяных компаний Российской Федерации – открытого акционерного общества «Татнефть». Это новое универсальное справочное издание включает в себя книги по следующим направлениям: «История в документах и цифрах», «Книга славы», «Годовые отчеты», «Социальная политика», «Экология», «Кодекс корпоративного управления», «Научные труды», «Биографии знаменитых работников компании» и многим другим.

Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть» (Под общей ред. Урявиной-Куприяновой И.Ф. – Издание первое. – М.: НП «Закон и порядок», 2005, 2006) представляет особый интерес не только для тружеников нефтегазового комплекса. Книги этой серии крайне важны для историков, журналистов, литераторов, – всех тех, кто пишет историю Республики Татарстан и Российской Федерации.

**Н34**

Сборник «ТатНИПИнефть. НАУЧНЫЕ ТРУДЫ» (Под общей редакцией Ибатуллина Р.Р., доктора технических наук, действительного члена Академии наук Республики Татарстан, лауреата премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, лауреата Государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники) – юбилейный и посвящен 50-летию Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ОАО «Татнефть».

В данном томе, который является ярким свидетельством преемственности традиций, представлены статьи об истории освоения татарстанской нефти, статьи о современных исследованиях и разработках в области геологии и разработки нефтяных месторождений, техники и технологии строительства, ремонта скважин, добычи и подготовки продукции скважин, в области экологической и промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений, экономики.

Книга предназначена не только для специалистов научно-исследовательских и проектных институтов, нефтедобывающих предприятий, преподавателей и студентов высших учебных заведений нефтяного профиля, но и для самого широкого круга читателей, интересующихся историей своей страны и историей отечественной науки.

Охраняется Законом Российской Федерации  
«Об авторском праве и смежных правах».  
Воспроизведение всей книги или ее части  
на любых видах носителей запрещается  
без письменного разрешения  
Главной редакционной коллегии  
Корпоративной библиотеки ОАО «Татнефть»

ISBN 5-98465-015-0

© ОАО «ТАТНЕФТЬ», 2005, 2006  
© ТатНИПИнефть, 2006  
© НП «ЗАКОН И ПОРЯДОК», 2005, 2006

**ГЛАВНАЯ  
РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ  
КОРПОРАТИВНОЙ БИБЛИОТЕКИ ОАО «ТАТНЕФТЬ»**

**ТАХАУТДИНОВ Ш.Ф.**

генеральный директор ОАО «Татнефть»,  
доктор экономических наук, лауреат Государственной премии Республики Татарстан  
в области науки и техники  
Председатель Главной редакционной коллегии

**ИБРАГИМОВ Н.Г.**

первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер  
ОАО «Татнефть», доктор технических наук, лауреат Государственной премии  
Республики Татарстан в области науки и техники  
заместитель Председателя Главной редакционной коллегии

**Члены Главной редакционной коллегии**

**ЛАВУЩЕНКО В.П.** – заместитель генерального директора по экономике ОАО «Татнефть»,  
доктор экономических наук; **ГОРОДНИЙ В.И.** – заместитель генерального директора  
по собственности – начальник Управления собственности ОАО «Татнефть»,  
доктор экономических наук; **ХИСАМОВ Р.С.** – главный геолог – заместитель  
генерального директора ОАО «Татнефть», доктор геолого-минералогических наук;  
**ИБАТУЛЛИН Р.Р.** – директор ТатНИПИнефть, доктор технических наук

---

## К ЧИТАТЕЛЮ

Главная редакционная коллегия приступила к изданию многотомного труда, задуманного как серия книг об истории нашей компании, — «Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть».

В подборе документов и материалов Главная редакционная коллегия руководствуется строгим правилом: они должны последовательно и объективно отражать суть и характер исторической обстановки, в которой зарождалась и развивалась наша компания.

Книги серии «Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть»» представят интерес не только для работников нефтегазового комплекса. Они крайне важны для историков всего мира, для журналистов, литераторов — тех, кто пишет историю Республики Татарстан и историю Российской Федерации.

Биографии ветеранов, чьи имена вошли в серию «Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть»» — это не только страница истории компании, но и история нефтяной промышленности Российской Федерации. Важно знать и помнить о том, как представители старшего поколения закладывали основы будущего открытого акционерного общества «Татнефть», развития нефтедобычи в Западной Сибири на Европейском Севере России. А кто знает свою историю, тот имеет право на перспективу. Именно поэтому компания бережно хранит память об отцах-основателях, гордится передовиками производства сегодня и заботится о молодежи. Потому что верит в свое будущее.

Огромный творческий коллектив, который трудится над книгами этой уникальной серии, сделает все, чтобы каждый том корпоративной библиотеки стал настольной книгой будущих поколений ОАО «Татнефть».

Все мы — и первооткрыватели нефтяных месторождений, и те, кто сегодня трудится в компании, по сути, укрепляем позиции ОАО «Татнефть» в том числе славой своего личного имени.

**Главная редакционная коллегия**

## TO THE READER

The Main editorial board has launched a multivolume work, conceived as a series of books on the history of our company, — «Corporate library of JSC «Tatneft».

In selection of documents and materials the Main editorial board followed a strict rule: the maintenance of each book should be objective, consistently should reflect the essence and the nature of historical environment in which our company was established and has developed.

The books of the «Corporate library of JSC «Tatneft»» is of interest not only for workers of an oil-and-gas complex. They are extremely important for historians all over the world, for journalists, writers — those, who writes a history of the Republic of Tatarstan and a history of the Russian Federation.

Biographies of veterans, whose names are included in the series of books of the «Corporate library of JSC «Tatneft»» is not only a page of the corporate history, but the history of an oil-complex of the Russian Federation. It is important to know and remember how representatives of the senior generation laid the foundation of the future of JSC «Tatneft», the development of the gaining of the oil in the West Syberia on the North-West of the Russian Federation. One, who knows his history, has the right to prospect. For this reason company carefully keeps memory of its fathers-founders, proud of its best employees today and tutors the youth, because trusts in the future.

Huge creative collective, which works above books of this unique series, will do their best to make each volume of the corporate library the reference book of the future generations of JSC «Tatneft».

We all — and discovers of petroleum deposits, and those who works today at the company, — strengthen positions of JSC «Tatneft» by the glory of the personal name.

**The Main editorial board**

---

**НАУЧНЫЙ СОВЕТ**  
**Корпоративной библиотеки ОАО «Татнефть»**

**ИБРАГИМОВ Н.Г.**

доктор технических наук, лауреат Государственной премии Республики Татарстан  
в области науки и техники  
Председатель Научного совета

**ИБАТУЛЛИН Р.Р.**

доктор технических наук, лауреат премии Правительства Российской Федерации  
в области науки и техники, лауреат Государственной премии Республики Татарстан  
в области науки и техники;  
заместитель Председателя Научного совета

**АБДУЛМАЗИТОВ Р.Г.** – доктор технических наук; **ВАЛОВСКИЙ В.М.** – доктор технических наук; **ГАРИФОВ К.М.** – доктор технических наук; **ГОРОДНИЙ В.И.** – доктор экономических наук; **ЛАВУЩЕНКО В.П.** – доктор экономических наук; **ЛЫСОВА С.И.** – зав. отделом научно-технического обеспечения ТатНИПИнефть; **МОТИНА Л.И.** – кандидат экономических наук; **МУХАМАДЕЕВ Р.Н.** – заместитель генерального директора по кадрам и социальному развитию ОАО «Татнефть»; **САХАБУТДИНОВ Р.З.** – доктор технических наук; **УРЯВИНА В.Н.** – литературный редактор НП «Закон и порядок»; **ХИСАМОВ Р.С.** – доктор геолого-минералогических наук, лауреат Государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники; **ЮХИМЕЦ А.Т.** – секретарь Совета директоров ОАО «Татнефть»

---

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Перспективы развития ОАО «Татнефть» невозможно представить без разработок ученых и специалистов ТатНИПИнефть. Самоотверженная работа ученых и специалистов института, их высокопрофессиональные проектные решения обеспечили стремительное развитие нефтяной промышленности Республики Татарстан. Большинство научно-исследовательских и опытно-промышленных работ выполнено на уровне современных достижений. Свидетельство тому – более 1600 российских и 55 зарубежных патентов на изобретения. Лучшие разработки института последних лет – предмет экспорта высоких технологий ОАО «Татнефть» в США, Китай, Италию, Вьетнам, Оман и Иран.

Руководство ОАО «Татнефть» уделяло и уделяет большое внимание развитию своего научного подразделения. Новейшие разработки института в кратчайшие сроки внедряются во всех подразделениях и дочерних структурах компании. Всестороннее сотрудничество научных и проектных подразделений ТатНИПИнефть на протяжении всей истории института неоднократно было отмечено высокими наградами за достижения и вклад в развитие нефтяной отрасли: Ленинской премией – за систему разработки Ромашкинского месторождения с внутриконтурным заводнением, Государственной премией СССР в области науки и техники, премией Правительства Российской Федерации в области науки и техники, пятью Государственными премиями Республики Татарстан в области науки и техники.

Сборник «ТатНИПИнефть. НАУЧНЫЕ ТРУДЫ» (Под общей редакцией Ибатуллина Р.Р. – доктора технических наук, действительного члена Академии наук Республики Татарстан, посвящен 50-летию Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ОАО «Татнефть». Все 50 лет – яркое подтверж-

дение преемственности традиций, благодаря которым в ТатНИПИнефть выросла и окрепла плеяда известных ученых-нефтяников и проектировщиков.

В данном томе представлены интересные статьи об истории освоения татарстанской нефти, о современных исследованиях и разработках в области геологии и разработки нефтяных месторождений, техники и технологии строительства, ремонта скважин, добычи и подготовки продукции скважин, в области экологической и промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений, экономики, а также статьи о путях решения перспективных проблем нефтедобычи.

Я уверен, что опубликованные в сборнике материалы будут интересны и полезны не только сотрудникам открытого акционерного общества «Татнефть», ученым научно-исследовательских и проектных институтов, специалистам нефтедобывающих предприятий, преподавателям и студентам высших учебных заведений нефтяного профиля, но и самому широкому кругу читателей, интересующихся историей России, историей отечественной науки, всем тем, кто хотел бы познакомиться с современными исследованиями и разработками нашей компании.



**ТАХАУТДИНОВ Ш.Ф.**,  
генеральный директор ОАО «Татнефть»,  
лауреат Государственной премии  
Республики Татарстан в области науки и техники



УДК 622.33  
ББК 33.361

Над подготовкой «Корпоративной библиотеки ОАО «Татнефть» работали опытные специалисты отраслей нефтяной и газовой промышленности, ветераны компании, известные ученые, государственные деятели, юристы, представители архивных учреждений, писатели, журналисты, фотомастера.  
Главная редакционная коллегия выражает благодарность всем, кто оказал неоценимую помощь в подборе материала уникальной серии книг.

ISBN 5-98465-015-0

© ОАО «ТАТНЕФТЬ», 2005, 2006  
© ТатНИПИнефть, 2006  
© НП «ЗАКОН И ПОРЯДОК», 2005, 2006



ТатНИПИнефть

**НАУЧНЫЕ ТРУДЫ**

Посвящается  
50-летию Татарского научно-исследовательского  
и проектного института нефти  
(ТатНИПИнефть)

# **АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА**

Сборник научных трудов

Под общей редакцией  
доктора технических наук,  
действительного члена Академии наук Республики Татарстан  
Ибатуллина Р.Р.

**Dedicated to  
the Anniversary of Tatar Oil  
Research and Design Institute  
(TatNIPIneft)**

**ACTUAL ISSUES OF  
GEOLOGY AND TATARSTAN  
OILFIELD DEVELOPMENT**

Collected science works

Under the total editorial staff  
of Doctor on technical science, true member of the Science Academy  
of the Tatarstan Republic  
Ibatullin R.R.

## Содержание

|   |            |
|---|------------|
| Тахаутдинов Ш.Ф. Предисловие .....  | 6          |
| Историческая справка .....  | 16         |
| Ибрагимов Н.Г. Основные направления научно-технической политики ОАО «Татнефть» .....  | 17         |
| Ларочкина И.А. Приоритетные направления развития нефтедобывающего комплекса<br>Республики Татарстан .....   | 31         |
| Ибатуллин Р.Р. Основные направления деятельности и достижения ТатНИПИнефть<br>в разработке нефтяных месторождений .....   | 37         |
| <b>ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....</b>  | <b>57</b>  |
| Базаревская В.Г.(ТатНИПИнефть). Этапы развития научной деятельности ТатНИПИнефть в области геологии .....   | 59         |
| Губайдуллин А.А., Юдинцев Е.А. (ООО «Наука»), Мусин К.М. (ТатНИПИнефть).<br>Исследования керна в ОАО «Татнефть»: вчера, сегодня, завтра .....   | 64         |
| Мазитов К.Г., Иктисанов В.А. (ТатНИПИнефть). Становление и развитие лаборатории<br>гидродинамических исследований .....   | 70         |
| Шаймарданов Р.А. (ТатНИПИнефть). Этапы становления лаборатории исследования ресурсов<br>и свойств нефти и газа .....  | 73         |
| Хисамов Р.С. (ОАО «Татнефть»), Базаревская В.Г., Тарасова Т.И., Бадуртдинова Н.А., Галлямова Л.А.<br>(ТатНИПИнефть). Основные источники прироста запасов нефти на месторождениях<br>ОАО «Татнефть» на современном этапе .....                             | 77         |
| Базаревская В.Г., Тарасова Т.И., Бадуртдинова Н.А., Фахреева О.Г., Доронкина И.И., Зубова Л.Б. (ТатНИПИнефть).<br>Резервы наращивания запасов нефти на территории Ромашкинского месторождения .....   | 81         |
| Зубова Л.Б., Галимова Г.С., Л.М. Сулейманова (ТатНИПИнефть). Роль разломов в формировании<br>залелей нефтяных месторождений Татарстана .....  | 85         |
| Долженков В.Н., Шакиров В.А., Саттаров Р.З. (ТатНИПИнефть). Геолого-промысловые особенности скоплений<br>нефти в отложениях семилукского и мендымского горизонтов Ромашкинского месторождения .....   | 89         |
| Саттаров Р.З., Шакиров В.А. (ТатНИПИнефть). Многофункциональный визуализатор исходных геофизических<br>кривых и результатов интерпретации, применяемых<br>в геолого-промысловых работах .....   | 93         |
| Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш. (ОАО «Татнефть»), Мусин К.М., Фомичев А.В. (ТатНИПИнефть).<br>Дополнительная информация о карбонатных пластах юго-востока Республики Татарстан<br>по результатам исследования керна с сохранением пластовых свойств ..... | 98         |
| Мусин К.М., Сотников О.С., Фомичев А.В. (ТатНИПИнефть). Определение относительных фазовых<br>проницаемостей в экспериментах по нестационарной двухфазной фильтрации на керне .....  | 104        |
| Иктисанов В.А., Мусабинова Н.Х. (ТатНИПИнефть), Фокеева Л.Х. (АГНИ). Современные подходы<br>к интерпретации КВД .....   | 110        |
| Гибадуллин А.А., Уляков М.В. (ТатНИПИнефть). Определение содержания ванадия и никеля<br>в нефтях Татарстана методом рентгено-флуоресцентного анализа .....  | 118        |
| <b>РАЗРАБОТКА И МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....</b>  | <b>125</b> |
| Блинов А.Ф., Р.Т. Фазлыев, Хисамов Р.Б. (ТатНИПИнефть). Решение научно-технологических<br>проблем нефтедобычи в процессе разработки Ромашкинского нефтяного месторождения .....   | 127        |
| Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Владимиров А.Б., Пузикова В.В. (ТатНИПИнефть).<br>Информационные технологии на службе науки и производства – взгляд через века .....  | 136        |

|   |            |
|---|------------|
| Емельянова Г.Г., Зацарина Л.В., Марченко И.Р., Вдовина Е.В., Хоменко А.Б. (ТатНИПИнефть).<br>Комплексная технология разработки карбонатных коллекторов трещинного типа .....  | 139        |
| Гадельшина И.Ф., Абзяппаров А.В. (ТатНИПИнефть). К вопросу применения горизонтальных<br>технологий в зонах разуплотнений коллекторов .....  | 147        |
| Алчина А.Б., Гадельшина И.Ф. (ТатНИПИнефть). Оценка параметров пластов по данным керна<br>и геофизических исследований скважин при изучении залежей битумов в пермских<br>отложениях Республики Татарстан .....   | 154        |
| Мусин Р.А., Абзяппаров А.В. (ТатНИПИнефть). Способ расчета изменения поля пластового давления,<br>возникающего при закачке или отборе жидкости через скважину .....   | 162        |
| Абдулмазитов Р.Г., Саттаров Р.З., Латифуллин Ф.М. (ТатНИПИнефть). Учет изменения<br>коллекторских свойств пласта при длительной разработке нефтяного объекта .....  | 167        |
| Насыбуллин А.В., Насыбуллина С.В. (ТатНИПИнефть). Совершенствование разработки<br>залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами с использованием математической модели .....  | 174        |
| Абдулмазитов Р.Г., Латифуллин Ф.М., Смирнов С.В., Бармакова А.А. (ТатНИПИнефть).<br>Использование пакета программ «ЛАЗУРИТ» для геолого-технологического моделирования<br>крупных многопластовых нефтяных месторождений на поздней стадии разработки .....                                    | 179        |
| Фазлыев Р.Т., Латифуллин Ф.М., Антонов О.Г. (ТатНИПИнефть). Автоматизированный подбор<br>участков для зарезки боковых, боковых горизонтальных стволов, бурения горизонтальных<br>скважин и анализ их эффективности на постоянно действующей модели .....                                      | 185        |
| Разживин Д.А., Фазлыева А.Р. (ТатНИПИнефть). Оценка взаимовлияния скважин<br>при проведении геолого-технологических мероприятий .....   | 189        |
| Калимуллина С.Ю. (ТатНИПИнефть). Оценка критериев применимости геолого-технических<br>мероприятий по комплексной информации .....   | 193        |
| <b>УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН .....</b>  | <b>203</b> |
| Глумов И.Ф. (ТатНИПИнефть). Исследования по нефтеотдаче пластов и обработке<br>призабойных зон скважин – история и перспективы .....  | 205        |
| Ибатуллин Р.Р. (ТатНИПИнефть), Беляев С.С., Борзенков И.А. (Институт микробиологии РАН),<br>Уваров С.Г., Царева Н.И., Береговой А.Н. (ТатНИПИнефть). Опыт применения микробиологических<br>методов увеличения нефтеизвлечения на месторождениях Татарстана .....                              | 209        |
| Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Слесарева В.В., Новичкова Т.Н. (ТатНИПИнефть).<br>Влияние температуры и углеводородных растворителей на вязкость природных битумов<br>и экспериментальная оценка коэффициента вытеснения их горячей водой и паром .....                             | 213        |
| Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Уваров С.Г. (ТатНИПИнефть). Лабораторное<br>тестирование физико-химических технологий МУН .....  | 223        |
| Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Уваров С.Г., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С.,<br>Ганеева З.М. (ТатНИПИнефть). Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе<br>эфиров целлюлозы и НП АВ .....   | 229        |
| Ризванов Р.З., Ганеева З.М., Петров Н.М., Абросимова Н.Н., Михайлов А.В. (ТатНИПИнефть).<br>Анализ эффективности применения технологии ПНП с применением сшитых эфиров целлюлозы .....  | 235        |
| Слесарева В.В., Рахимова Ш.Г., Петрова Н.М., Новичкова Т.Н. (ТатНИПИнефть). Разработка<br>модифицированной технологии на основе маслорастворимых НП АВ для повышения<br>нефтеотдачи пластов .....   | 240        |
| Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Слесарева В.В., Афанасьева О.И. (ТатНИПИнефть). Исследование возможности<br>увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счет современного подтока<br>глубинной нефти на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения ..... | 245        |
| Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Афанасьева О.И. (ТатНИПИнефть). Сопоставление эффективности<br>циклического заводнения и третичных МУН .....  | 252        |
| Гаффаров Ш.К., Рахматулина М.Н., Варламова Е.И., Ризванов Р.З., Глумов И.Ф., Слесарева В.В.,<br>Андрянова О.М. (ТатНИПИнефть). Состояние опытно-промышленных работ по технологии<br>полимерного заводнения капсулированными полимерными системами .....                                       | 258        |
| Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. (ТатНИПИнефть). Стимуляция продуктивности скважин –<br>важнейшее направление в добыче нефти: состояние, проблемы и перспективы развития .....  | 264        |

|   |            |
|---|------------|
| Орлов Г.А., Мусабиров М.Х. (ТатНИПИнефть). Технологии стимуляции продуктивности горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах .....  | 268        |
| <b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА СКВАЖИН .....</b>   | <b>273</b> |
| Юсупов И.Г., Фаткуллин Р.Х. (ТатНИПИнефть). Технический прогресс в строительстве скважин в ОАО «Татнефть» (Этапы большого пути) .....   | 275        |
| Юсупов И.Г., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х., Загидуллин Р.Г. (ТатНИПИнефть). Повышение эффективности строительства скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана .....   | 290        |
| Юсупов И.Г., Амерханова С.И., Катеев Р.И. (ТатНИПИнефть). Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть» .....   | 298        |
| Абдрахманов Г.С. (ООО «Татнефть-Регионы»), Ибатуллин Р.Х., Хамитьянов Н.Х. (ТатНИПИнефть). История развития расширяемых трубных систем ОАО «Татнефть» .....   | 304        |
| Ахмадишин Ф.Ф., Мелинг К.В., Насыров А.Л., Хабибуллин Р.Я. (ТатНИПИнефть). Разработка техники и технологии крепления боковых стволов профильными перекрывателями .....  | 310        |
| Мелинг К.В., Насыров А.Л., Хабибуллин Р.Я. (ТатНИПИнефть), Абдрахманов Г.С. (ООО «Татнефть-Регионы»). Оборудование для ремонта эксплуатационных колонн профильными перекрывателями .....  | 314        |
| Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н., Емельянов А.В. (ТатНИПИнефть). Изоляция зон осложнений при бурении под кондуктор в Казанском и Уфимском ярусах .....   | 323        |
| Хамитьянов Н.Х., Н.Н. Вильданов, Киришин А.В., Халитова С.М. (ТатНИПИнефть), Маршеников А.А. (СП ЗАО «Удол»). Расширитель ствола скважин .....  | 330        |
| Мелинг К.В. (ТатНИПИнефть). Расчет параметров профильного сечения двухканальных труб при проектировании перекрывателей .....  | 335        |
| Мелинг К.В., Хамитьянов Н.Х. (ТатНИПИнефть). Методика расчета геометрических и прочностных параметров роликовых развальцевателей .....  | 339        |
| Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Жиркеев А.С., Хасанова Д.К., Андреев В.А. (ТатНИПИнефть). Технологические принципы применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах .....   | 344        |
| Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В. (ТатНИПИнефть). Технические средства повышения эффективности капитального ремонта скважин .....  | 352        |
| Махмутов И.Х., Габдуллин Р.Г., Зиятдинов Р.З., Страхов Д.В., Асадуллин М.Ф. (ТатНИПИнефть). Восстановление работоспособности эксплуатационных колонн с применением технических средств .....  | 360        |
| <b>ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН .....</b>   | <b>363</b> |
| Гарифов К.М., Доброскок Б.Е. (ТатНИПИнефть). Проблемы эксплуатации скважин и их решения .....   | 365        |
| Тронов В.П., Ширеев А.И., Исмагилов И.Х., Сахабутдинов Р.З., Тронов А.В., Фаттахов Р.Б., Шаталов А.Н. (ТатНИПИнефть). Развитие методов подготовки продукции скважин и их перспективы .....  | 368        |
| Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г. (ОАО «Татнефть»), Валовский В.М. (ТатНИПИнефть), Ахметвалиев Р.Н. (ОАО «Татнефть»), Шамсутдинов И.Г., Валовский К.В., Федосеенко Н.В. (ТатНИПИнефть). Цепные приводы. Результаты и перспективы применения в ОАО «Татнефть» ..... | 377        |
| Ибрагимов Н.Г. (ОАО «Татнефть»), Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В. (ТатНИПИнефть). Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов .....   | 389        |
| Валовский К.В. (ТатНИПИнефть). К вопросу об эффективности использования стеклопластиковых штанг при эксплуатации УСШН скважин средней глубины .....   | 395        |
| Тронов В.П. (ТатНИПИнефть). Влияние кольматационных процессов при закачке воды в пласт на КИН .....   | 412        |
| Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М. (ТатНИПИнефть). Состояние и решение проблемы очистки товарных нефтей от сероводорода на объектах ОАО «Татнефть» .....  | 420        |
| Космачева Т.Ф., Гумовский О.А., Губайдуллин Ф.Р. (ТатНИПИнефть). Возможные варианты подготовки нефти с использованием резервуаров .....   | 427        |
| Кудряшова Л.В., Хисамова Э.Р., Стратилатова И.В. (ТатНИПИнефть). Влияние химических реагентов, используемых в процессах нефтедобычи, на качество подготовки сточных вод .....   | 435        |
| Кудряшова Л.В., Сахабутдинов Р.З., Хабибуллин И.Я. (ТатНИПИнефть), Карамов Ф.А. (КГТУ им. А.Н. Туполева), Саяткулов В.Г., Хуснутдинов Ш.Н. (ООО «Фирма «Мера»). Испытание средств поточного контроля качества подготовки сточных вод .....                        | 440        |
| Фаттахов Р.Б., Андреев И.И., Степанов В.Ф. (ТатНИПИнефть). Методика оптимизации насосного оборудования кустовых насосных станций системы ППД .....  | 444        |

|   |     |
|---|-----|
| <b>ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> .....  | 449 |
| Мутин И.И., Ибрагимов Р.Л., Мишанина О.Е., Хисамутдинова Е.В. (ТатНИПИнефть). Проблемы обеспечения экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений .....   | 451 |
| Ибрагимов Р.Л., Каримов М.Ж., Пухов А.Г., Петрова Г.И. (ТатНИПИнефть). Гидрогеологические исследования на территории Республики Татарстан .....   | 456 |
| Даутов Ф.И. (ТатНИПИнефть). Развитие научных исследований в области защиты от коррозии в ОАО «Татнефть» .....   | 462 |
| Мутин И.И., Чернова Н.В., Рябова И.Л., Губайдуллина Н.К. (ТатНИПИнефть). Итоги и перспективы применения полимерных покрытий для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии .....   | 465 |
| Мингазов М.Н., Шалин П.А., Хворонова Т.Н. (ТатНИПИнефть). Применение методов дистанционного зондирования при нефтепоисковых исследованиях в ТатНИПИнефть. (Итоги, состояние, перспективы) .....                                       | 469 |
| Зайцев В.И., Антонов Г.П. (ТатНИПИнефть). Опыт применения индикаторных методов при контроле за разработкой нефтяных месторождений Татарстана .....  | 472 |
| Зайцев В.И., Антонов Г.П., Кубарев П.Н., Хисамутдинов А.Ф. (ТатНИПИнефть). Механизмы выноса природных радионуклидов из пласта и образования радиоактивных осадков на нефтепромысловом оборудовании .....                              | 477 |
| Даутов Ф.И. (ТатНИПИнефть), Фадеев В.Г., Гареев Р.М. (ОАО «Татнефть»). Новые подходы к обеспечению безаварийной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов .....   | 481 |
| Даутов Ф.И., Шакиров Ф.Ш., Шакирова И.Р., Каюмова Н.Р., Закомолдин О.И. (ТатНИПИнефть). Исследование противокоррозионных свойств деэмульгаторов в пластовых водах .....   | 487 |
| Даутов Ф.И., Шакиров Ф.Ш., Шакирова И.Р., Губайдуллина Р.И., Жданова З.З. (ТатНИПИнефть). О некоторых закономерностях действия бактерицидов на жизнедеятельность сульфатовосстанавливающих бактерий .....                             | 491 |
| <b>ЭКОНОМИКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> .....  | 495 |
| Мотина Л.И. (ТатНИПИнефть). О становлении и развитии экономической службы в ТатНИПИнефть .....  | 497 |
| Лавущенко В.П., Хисамов Р.С. (ОАО «Татнефть»), Мотина Л.И., Мокрикова А.Н., Блинов А.Ф. (ТатНИПИнефть). К вопросу дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для выработанных месторождений .....                            | 500 |
| Мотина Л.И., Глушенкова М.В. (ТатНИПИнефть). Экономические методы управления фондом скважин нефтяных месторождений .....  | 504 |
| Подымов Е.Д., Ибатуллина С.И., Самойлова Т.П. (ТатНИПИнефть). Некоторые результаты обобщения опыта применения радиального вскрытия пласта на объектах ОАО «Татнефть» .....  | 510 |
| Нурутдинов Р.Д. (ОАО «Татнефть»), Катеева Р.И., Гараев Л.Г. (ТатНИПИнефть). Учет неопределенности и риска при оценке венчурных проектов ОАО «Татнефть» .....  | 516 |
| Яртиев А.Ф., Мехеев Е.В. (ТатНИПИнефть). Экономическая оценка предельно рентабельных запасов нефти и начального дебита вводимой скважины .....  | 521 |
| <b>ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОБЪЕКТОВ ИНФРАСТРУКТУРЫ</b> .....  | 527 |
| Мухаметшин З.А. (ТатНИПИнефть). Этапы развития проектного дела .....  | 529 |
| Ибатуллин Р.Р., Мухаметшин З.А., Петухов А.Г., Зайцев В.М., Сайфуллин И.З. (ТатНИПИнефть). Автоматизация проектирования объектов капитального строительства в ТатНИПИнефть .....  | 533 |
| Мухаметшин З.А., Зайцев В.М., Колесов С.А. (ТатНИПИнефть). Технология управления качеством проектирования .....   | 539 |
| Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В. (ТатНИПИнефть), Гнедочкин Ю.М. (ООО «Теплогаз»), Блохин В.Н. (ТатНИПИнефть). Высокоэффективный вертикальный теплообменник .....   | 546 |
| Кунеевский В.В. (ТатНИПИнефть), Косс А.В. (АНО «Аспект-конверсия»), Гнедочкин Ю.М. (ООО «Теплогаз»), Блохин В.Н. (ТатНИПИнефть). Разработка новых методов по дегазации воды на основе сверхзвуковых жидкостно-газовых эжекторов ..... | 550 |

## Историческая справка

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) открытого акционерного общества «Татнефть» им. В.Д. Шашина создан в 1956 году для научного обеспечения нефтедобычи в Татарской АССР. Биография института органически связана с историей развития нефтедобывающей промышленности Республики Татарстан, начиная с момента открытия нефтяных месторождений и до наших дней. Трудом ученых и специалистов института создана весомая часть национального богатства республики.

Открытие и начало разработки Бавлинского и Ромашкинского месторождений потребовали больших объемов научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, которые в первой половине 50-х годов выполнялись усилиями ученых и специалистов столичных и республиканских институтов. В 1956 году приказом министра нефтяной промышленности СССР от 24 апреля №253 в г. Бугульма Татарской АССР был организован Татарский нефтяной научно-исследовательский институт – ТатНИИ, директором которого был назначен к.т.н. Еронин В.А. (1956-1964 гг.), до этого работавший главным инженером объединения «Татнефть». Приказом министра нефтяной промышленности СССР от 26 марта 1957 года №169 филиал института «Гипровостокнефть» и отдел института «Гипротатнефть» в г. Бугульма объединены в Государственный институт по проектированию предприятий и сооружений нефтедобывающей промышленности – «Татнефтепроект». Возглавил объединенный проектный институт Ретюнин П.А. (1957-1965 гг.).

Таким образом, к началу 1957 года нефтяная отрасль Татарии получила в непосредственной близости к основным месторождениям нефти мощную научно-исследовательскую и проектно-изыскательскую базу, призванную решать все актуальные проблемы разведки, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. В последующем, приказом министра нефтедобывающей промышленности СССР от 17 марта 1970 года на базе ТатНИИ и института «Татнефтепроект» был создан Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтедобывающей промышленности (ТатНИПИнефть). Возглавил объединенный институт д.т.н., профессор Вахитов Г.Г. (1964-1971 гг.). В последующем институт возглавляли к.т.н. Булгаков Р.Т. (с марта по октябрь 1972 г.), Хаммадеев Ф.М. (1972-1978 гг.), к.т.н. Ибатуллин Р.Х. (1978-1997 гг.), д.т.н., профессор, член-корреспондент Академии наук Республики Татарстан Юсупов И.Г. (1997-2000 гг.). С 2000 года по настоящее время институт возглавляет д.т.н., действительный член Академии наук Республики Татарстан Ибатуллин Р.Р.

С 1994 года в связи с преобразованием формы собственности институт именуется «Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» им. В.Д. Шашина». Институт входит в состав ОАО «Татнефть» в качестве структурного подразделения.

Деятельность института сосредоточена, в основном, в области поиска и разведки, технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, строительства скважин, технологии добычи, подготовки нефти, защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии, проектирования обустройства нефтяных месторождений, промышленного и гражданского строительства.

В шестидесятые годы, когда из татарстанских недр били мощные нефтяные фонтаны, усилия ученых института были сосредоточены на проблемах ускоренного освоения месторождений и достижения максимально высоких темпов добычи и технико-экономических показателей во всех сферах производства. Разработки института получали впоследствии широкое применение на нефтепромыслах страны. Одна из масштабных разработок мирового уровня – внутриконтурное заводнение – стала на долгие годы визитной карточкой нефтяников Татарстана и России.

В семидесятые годы акценты были смещены в сторону стабилизации нефтедобычи, и, соответственно, большая часть научных разработок была посвящена решению проблемы сохранения достигнутого уровня добычи нефти при высоких технико-экономических показателях. И, наконец, начиная с восьмидесятых годов и по настоящее время, усилия ученых и проектировщиков направлены на решение актуальных проблем, связанных с исследованиями и развитием технологических процессов месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки.

Институт располагает значительным научным потенциалом. В настоящее время в институте работают 10 докторов и 48 кандидатов наук. Большинство научно-исследовательских и опытно-промышленных работ ведется на самом высоком российском и мировом уровнях и подтверждено патентами на изобретения. За период существования института создано более 1600 изобретений, 55 из которых запатентованы в США, Великобритании, Канаде, Франции, Японии, Германии, в странах Ближнего Востока. За это время по результатам научных исследований издано 75 сборников трудов, 140 монографий, опубликовано более 6200 научных статей.

Разработанные в институте технологии и оборудование нашли широкое применение не только в ОАО «Татнефть», но и в нефтедобывающих компаниях различных регионов России, в ряде стран ближнего и дальнего зарубежья.

Установились деловые взаимовыгодные контакты с фирмами многих стран: США, Канады, Норвегии, Японии, Германии, Финляндии, Франции, Китая, Вьетнама, стран Ближнего Востока, Африки и др.

Коллектив проектировщиков института успешно освоил автоматизированную систему проектирования, охватывающую все виды обустройства нефтяных месторождений и гражданское строительство, на основе программных комплексов фирм «Бентли Системс» и «Кад Хаус». В проектах обустройства широко применяются разработки научной части института.

Высокий профессионализм ученых и специалистов неоднократно отмечался отечественными и зарубежными наградами за достижения и вклад в развитие нефтяной промышленности.

Институт, созданный в 1956 году, и сегодня является одним из крупнейших научных центров нефтяной отрасли. Высокий научно-технический потенциал и богатый опыт ученых и специалистов, накопленные за эти годы, являются гарантом современного уровня решения сложных научных и проектно-технических задач комплексного освоения нефтяных месторождений в различных горно-геологических условиях.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

ОАО «Татнефть» – высокотехнологичная компания, ориентированная на поиск и применение передового мирового опыта в нефтедобыче, а также на создание собственных передовых технологий. В условиях жесткой конкуренции, работы в условиях выработанных месторождений, увеличения налоговой нагрузки и цен на электроэнергию, газ, металл, сохранение и укрепление финансовой устойчивости компании было бы невозможным без продуманной и четкой технической политики. Одно из важнейших направлений этой политики – разработка и масштабное применение новых технологий и техники.

Основная роль в развитии новых технологий принадлежит ТатНИПИ-нефть. Без преувеличения можно сказать, что ни одно из серьезных новшеств в нашей компании не рождается и не приобретает массового применения без активного участия института, который удалось сохранить в непростое для «Татнефти» время. Важно, что объемы финансирования НИОКР поддерживаются на стабильном уровне, несмотря на ухудшение налоговых условий и сокращение практически всех направлений затрат компании (рис. 1). Это позволяет активно наращивать интеллектуальный потенциал «Татнефти».

В условиях ухудшения структуры разрабатываемых месторождений и роста доли трудноизвлекаемых запасов поддержание и достигнутое за последнее время увеличение объемов добычи нефти в ОАО «Татнефть» было бы невозможно без разработки и применения эффективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов и увеличения дебита скважин. В настоящее время за счет применения различных современных гидродинамических и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов добывается свыше 45% всей нефти. За последние 4 года проведена большая работа по отбору наиболее эффективных технологий. В результате из 150 технологий



**ИБРАГИМОВ Наиля Габдулбариевич – первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть», доктор технических наук, лауреат Государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники, лауреат Премии им. И.М. Губкина, Заслуженный нефтяник Республики Татарстан, Почетный работник топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, Почетный нефтяник Министерства топлива и энергетики Российской Федерации.**



Рис. 1. Финансирование НИОКР ОАО «Татнефть» (по годам)

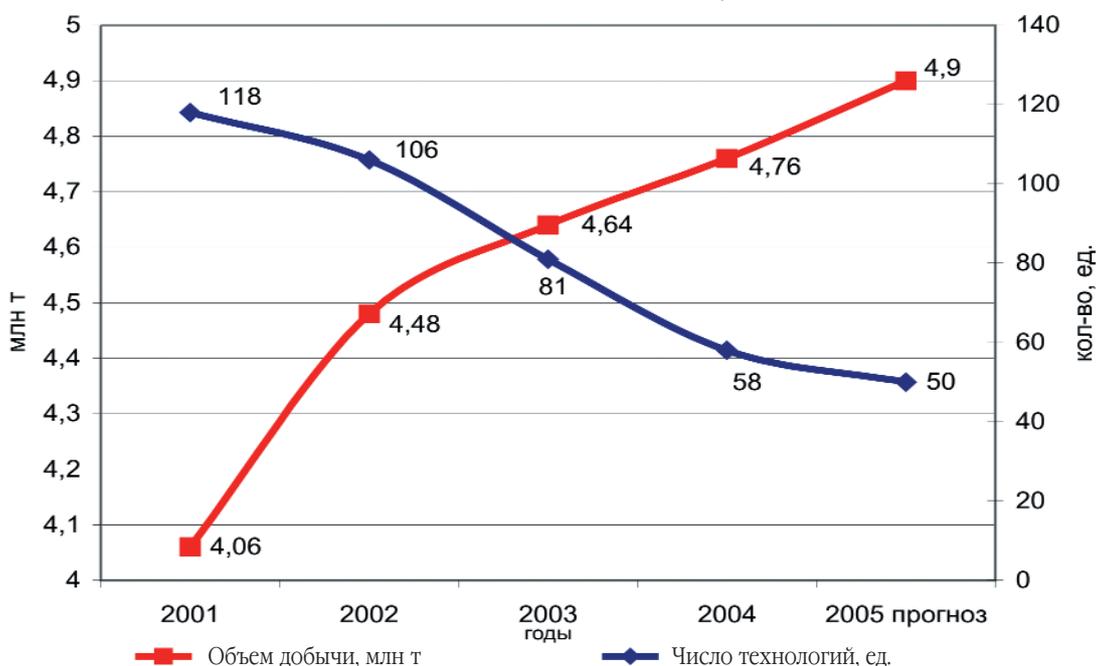


Рис. 2. Объем дополнительной добычи и число технологий увеличения нефтеотдачи и ОПЗ

МУН, испытанных с позиций эффективности инвестиций, отображены и используются порядка 50 самых технологичных и высокоэффективных. При этом удалось обеспечить рост объемов дополнительной добычи нефти (рис. 2).

За последние годы нами создано единое информационное пространство, включающее все предприятия и основные технологические процессы. На территории деятельности ОАО «Татнефть» развернута крупнейшая среди нефтяных компаний оптоволоконная сеть, введены в эксплуатацию основной и резервный центры обработки данных, позволяющие поддерживать корпоративный банк данных, а также в режиме реального времени контролировать и управлять процессами разработки нефтяных месторождений на основе постоянно действующих моделей. Построены по-

стоянно действующие модели Ромашкинского и ряда других крупных месторождений, позволяющие локализовать остаточные запасы и повысить эффективность разработки месторождений.

Особое внимание уделяется применению новых технологий в бурении. Строительство скважин – это весьма капиталоемкий процесс и от дебита новых скважин напрямую зависит эффективность вложения средств. При бурении скважин на старых месторождениях без применения новых технологий вскрытия продуктивных пластов невозможно обеспечить повышение дебита скважин. «Татнефть» освоила изготовление специализированного оборудования и технологию бурения на депрессии, бурение разветвленно-горизонтальных и многозабойных скважин. По новым технологиям пробурено и введено в эксплуатацию 11 многозабойных скважин, 5 – в бурении. Такие скважины – реальный шаг в направлении эффективной разработки запасов нефти в карбонатных коллекторах. По многозабойной скважине НГДУ «Елхвонефть» при росте затрат по сравнению с обычной скважиной на 30% дебит вырос в 2-2,5 раза. Широко внедряются технологии радиального вскрытия продуктивных пластов. Большая программа выполняется по реконструкции старого фонда скважин путем бурения боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов. В целом с использованием новых технологий выполняется более 80% всего объема бурения. Это позволило увеличить средний дебит скважин, пробуренных до 1 декабря 2005 г. с применением но-

На снимках:  
комплекс оборудования  
для бурения на депрессии



Динамика дебита скважин в ОАО «Татнефть» (2000 – 01.11.2005 гг.)

| Наименование                                 | Средний дебит нефти, т/сут |         |         |         |         |                |
|--|----------------------------|---------|---------|---------|---------|----------------|
|  | 2000 г.                    | 2001 г. | 2002 г. | 2003 г. | 2004 г. | 9 мес. 2005 г. |
| Всего фонда скважин                          | 4,0                        | 3,8     | 3,8     | 3,8     | 4,03    | 4,21           |
| Новых скважин                                | 4,7                        | 5,0     | 4,8     | 6,1     | 6,22    | 7,4            |
| Новых скважин с применением новых технологий | –                          | –       | 4,72    | 6,7     | 7,1     | 8,1            |

вых технологий, до 8,1 тонн в сутки, что в 1,73 раза больше уровня 2000 г. (табл. 1).

Проводится огромная работа по разработке и внедрению новых технологий и технологического оборудования в процессах добычи нефти.

Примером может служить создание и внедрение цепных приводов скважинных штанговых насосов конструкции ТатНИПИнефть. В настоящее время масштабы применения этого нового оборудования существенно расширились, освоено его производство на Бугульминском механическом заводе (БМЗ). На сегодня изготовлено 189 приводов с длиной хода 3 м и 38 – с длиной хода 6 м. Разработан и изготавливается опытный образец нового цепного привода грузоподъемностью 12 тонн с длиной хода 7,2 м, позволяющий заменить УЭЦН производительностью до 125 м<sup>3</sup>/сут. Анализ работы осложненных скважин (преимущественно с высоковязкой нефтью) показал, что на этих скважинах после внедрения цепных приводов с длиной хода 3 м количество подземных ремонтов по причине образования водонефтяной эмульсии снизилось в 3,1 раза, по причине отказа штанг – в 3,4 раза, в целом количество ремонтов уменьшилось в 1,8 раза (рис. 3). Межремонтный период работы данной категории осложненных скважин после внедрения цепных приводов увеличился в среднем с 471 до 846 сут или на 375 сут (табл. 2).

Таблица 2

Изменение МРП скважин до и после внедрения цепных приводов ЦП 40, 60

| НГДУ               | МРП, сут |       | Рост, раз |
|--------------------|----------|-------|-----------|
|                    | до       | после |           |
| «Иркеннефть»       | 519      | 1556  | 3         |
| «Нурлатнефть»      | 462      | 933   | 2         |
| «Азнакаевскнефть»  | 391      | 587   | 1,5       |
| «Заинскнефть»      | 548      | 1071  | 2         |
| «Ямашнефть»        | 560      | 667   | 1,2       |
| «Лениногорскнефть» | 384      | 930   | 2,4       |
| Общий              | 471      | 846   | 1,8       |



На снимке:  
привод ЦП 60-3-0,5/2,5 производства  
БМЗ (длина хода 3 м)

По результатам проведенных испытаний цепных приводов с длиной хода 6 м удельные энергозатраты на подъем продукции по сравнению с ранее установленным оборудованием (УЭЦН) снизились в среднем на 57,6%, причем на некоторых скважинах экономия превысила 80%.

Существенно повышают эффективность добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин разработанные в ТатНИПИнефть входные устройства скважинных насосов – «делители фаз», позволяющие уменьшить образование высоковязкой эмульсии (рис. 4). Производство этих устройств также освоено БМЗ. По состоянию на 01.10.05 г. объем внедрения «делителей фаз» достиг 728 скважин и продолжает расширяться. Суммарный экономический эффект за период с начала внедрения составил порядка 35,5 млн рублей (табл. 3).

## Экономическая эффективность внедрения «делителей фаз»

| Год         | Экономический эффект, тыс. руб. |
|-------------|---------------------------------|
| 2002        | 2278                            |
| 2003        | 8111                            |
| 2004        | 12639                           |
| 9 мес. 2005 | 11468                           |
| ИТОГО:      | 34496                           |



Рис. 3. Снижение количества ПРС до и после внедрения центных приводов с длиной хода 3 м

Перспективным является применение технологий одновременной раздельной эксплуатации пластов в скважинах. Это направление обеспечивает существенное сокращение затрат. На сегодня в работе 7 установок ОРЭ, планируется в следующем году внедрение еще 56. В настоящее время на примере импортной двухлифтовой конструкции осваивается производство собственных комплектующих, пакер М1-Х уже серийно производится в ЦБПО РНО. Расчеты показывают, что производство оборудования для двухлифтовых установок ОРЭ на мощностях «Татнефти» позволяет снизить минимально необходимый для принятых сроков окупаемости инвестиций дебит по приобщаемому пласту с 1,7 до 1,3 т/сут. В случаях применения однолифтовых установок при приросте дебита нефти за счет ОРЭ на 1 т/сут инвестиции окупаются всего за 5 месяцев. Намечено создание установок, позволяющих реализовать раздельную закачку воды в два объекта через одну скважину, а также совмещение закачки в один объект с добычей из другого. Темпы внедрения установок сдерживают большие объемы исследований, в ходе которых определяются основные свойства разделяемых пластов и их продукции. Исследования занимают до 2 месяцев и требуют значительных материальных средств. Предстоит выработать более рациональные приемы их проведения.



На снимке:  
привод ПЦ80-6-1/4  
производства БМЗ (длина хода 6 м)

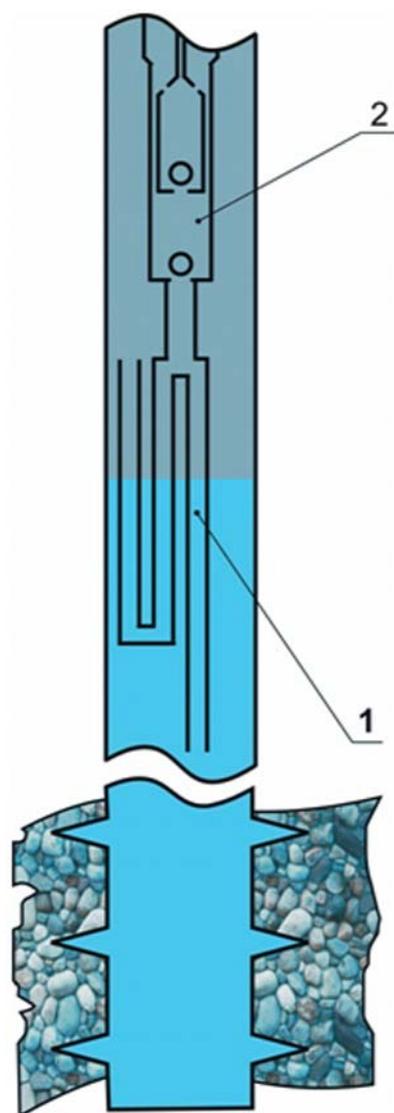


Рис. 4. Схема делителя фаз:  
1 – делитель фаз;  
2 – скважинный насос

Протяженность системы нефтесбора ОАО «Татнефть» составляет около 20 тыс. км. Важной задачей является всемерное сокращение отказов. Для ее решения в ОАО «Татнефть» разработаны технологии и созданы мощности по производству труб в антикоррозионном исполнении – цеха БМЗ и трубные базы, обеспечивающие выпуск до 4 тыс. км в год металлопластмассовых труб (МПТ) и труб с полимерным покрытием (ППТ). Создание оптимальных маршрутов трубопроводов с использованием программных комплексов на основе оболочки «искусственного интеллекта», переход на кустовое бурение и другие меры позволили за последние 5 лет на треть сократить протяженность системы нефтесбора (рис. 5). Результатом применения новых технологий стало сокращение отказов трубопроводов на 43% и, несмотря на дефицит средств на замену старых тру-



На снимке: одновременно-раздельная эксплуатация двух объектов

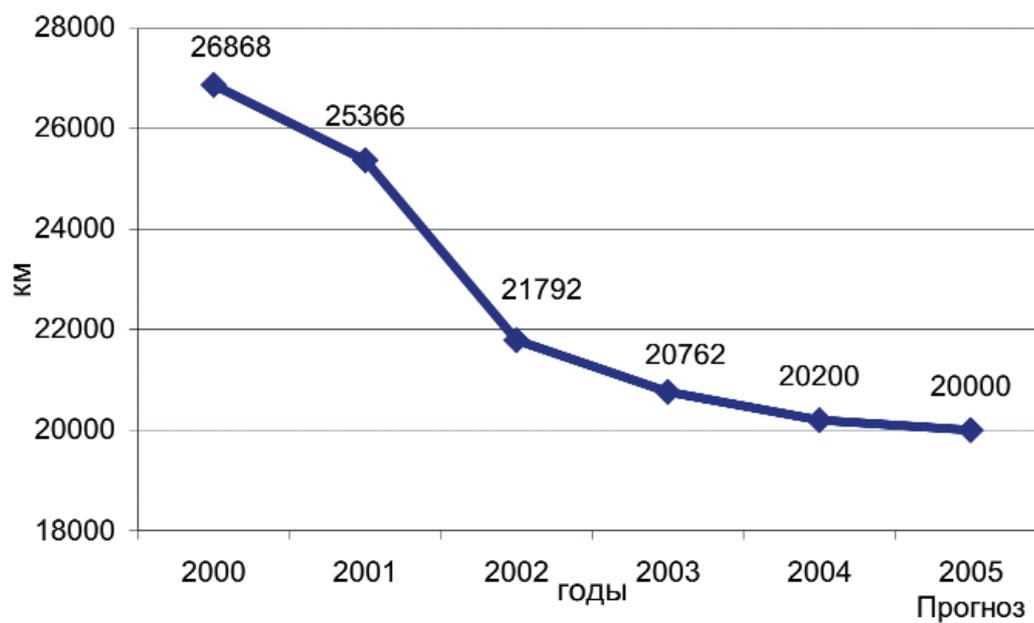


Рис. 5. Протяженность системы нефтесбора ОАО «Татнефть»

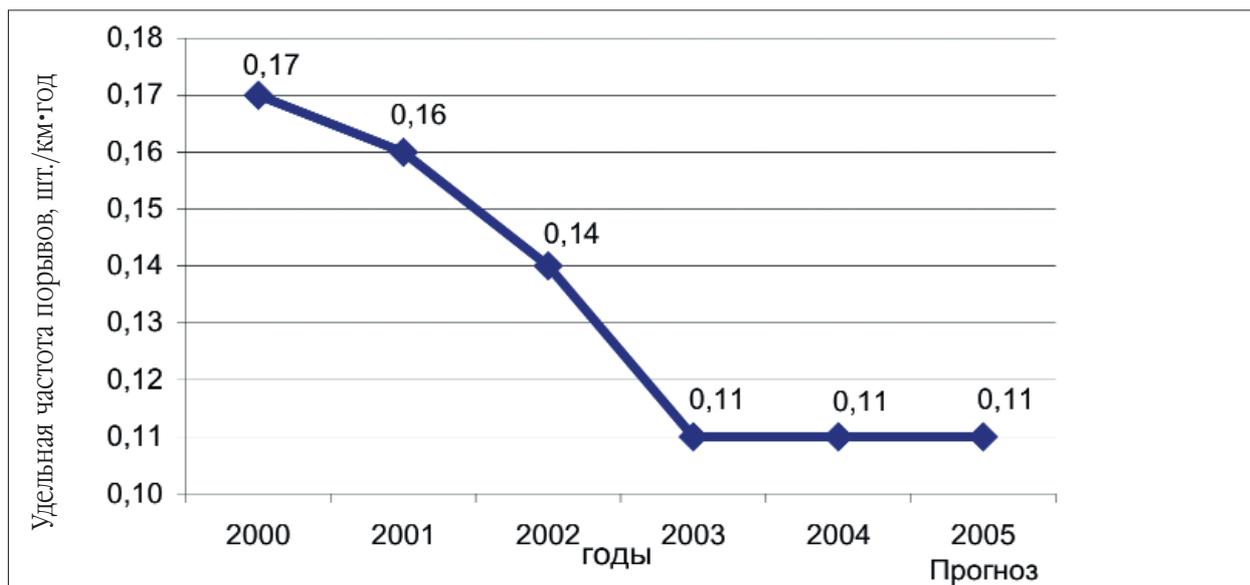


Рис. 6. Динамика удельной порывности в системе нефтесбора ОАО «Татнефть»

бопроводов, стабилизация удельной порывности в течение последних двух лет (рис. 6). Во многом благодаря комплексу мер по внедрению новых технологий в нефтедобыче нам удастся поддерживать величину межремонтного периода работы скважин, прямо влияющую на величину затрат на добычу нефти, на уровне 740 суток, что является одним из самых высоких в отрасли (рис. 7).

Высокая эффективность достигнута при применении в системе ППД полимернопокрытых труб (рис. 8), пакеров М1-Х, малорасходных насосов и стеклопластиковых НКТ. В рамках реализации целевой программы по замене НКТ в нагнетательных скважинах с 2003 г. внедряются НКТ с полимерным покрытием в объеме около 1000 скважин в год, что позволяет увеличить в 2-2,5 раза срок службы НКТ в нагнетательных скважинах, перекачивающих высокоагрессивную сточную воду, достичь экономического эффекта порядка 155,6 тыс. руб. в расчете на скважину в год. Внедрение стеклопластиковых НКТ в 80-100 скважинах в год, гарантированный срок службы которых составляет 25 лет, дает экономический эффект до 40,9 тыс. руб. в расчете на скважину в год. При сохранении сегодняшних темпов внедрения защищенных НКТ в 2008 г. весь действующий фонд нагнетательных скважин сточной воды будет защищен. Внедрение горизонтальных насосных установок «Синяя птица», разработанных и выпускаемых ЦБПО ЭПУ ОАО «Татнефть», позволяет заменить импортные установки американской фирмы «REDA» и получить экономический эффект около 1500 тыс. руб. на 1 установку в год. Несмотря на некоторое увеличение протяженности трубопроводов сточной воды в системе ППД (рис. 9), за последний год удалось переломить негативную тенденцию роста удельной порывности трубопроводов ППД (рис. 10).

Успехи «Татнефти» были бы невозможны без активизации работы по развитию интеллектуальной собственности. За последние годы число

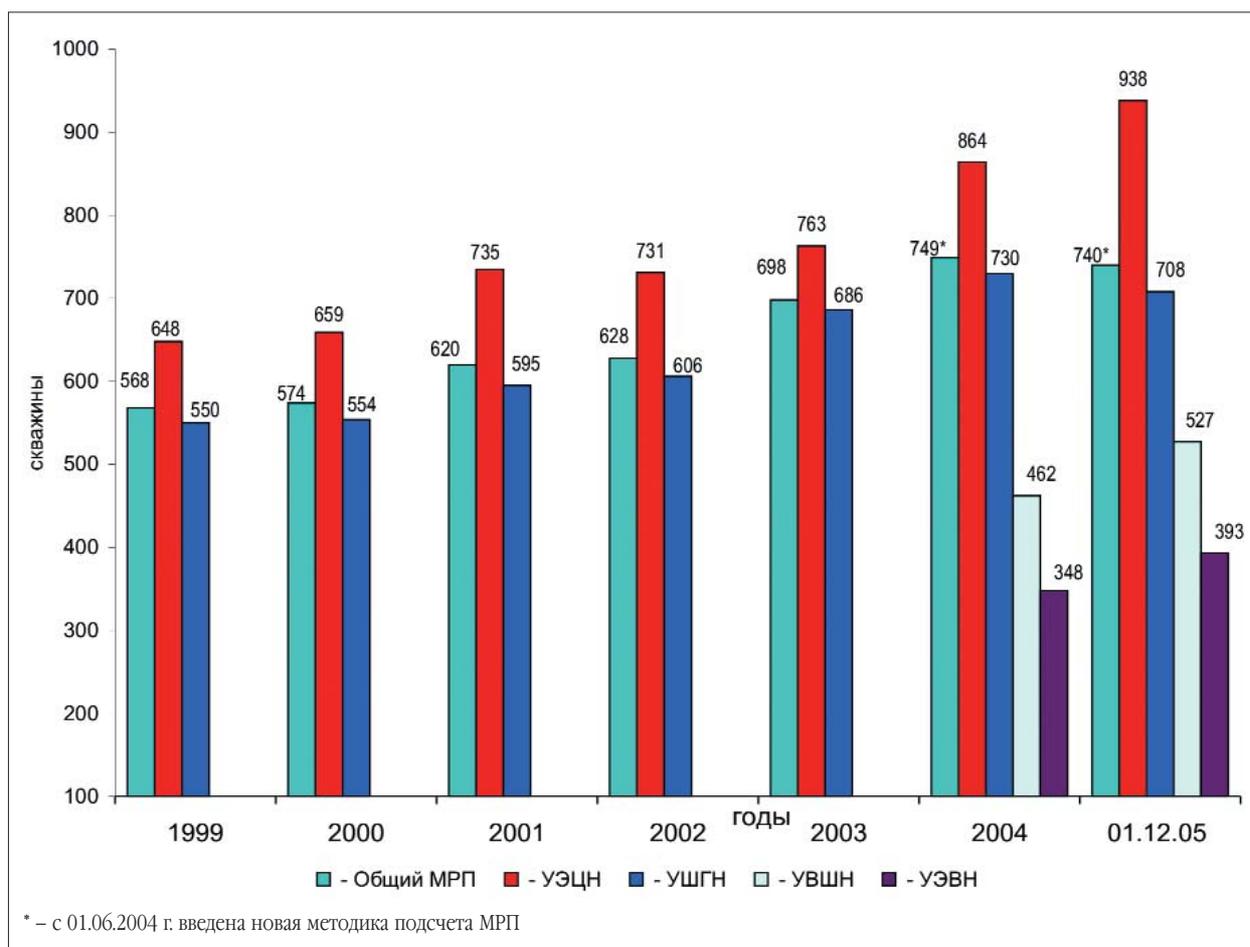


Рис. 7. Динамика изменения МРП работы скважин

полученных патентов и внедренных изобретений кратно увеличилось (рис. 11, 12). Прибыль только от внедрения разработок, вошедших в «План мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и применению передовых технологий и оборудования в ОАО «Татнефть», выросла за последние 5 лет более чем в 2,5 раза, несмотря на уменьшение расчетного срока новизны технологии с 5 лет до 3 с 2002 г. (рис. 13). Удельный эффект от реализации мероприятий по плану внедрения новой техники и технологий в расчете на 1 рубль затрат на науку с 1998 по 2004 г. вырос в 3 раза, за 2005 г. ожидается еще более высокий результат. Это является наиболее эффективным элементом инвестиционной программы акционерного общества «Татнефть».

Нами ведется активное продвижение технологий на внешний рынок – заключены контракты с такими крупными компаниями, как Norsk Gydro (Норвегия), национальными компаниями Ирана, Китая и др. Развивается сотрудничество по применению наших технологий с Казахстаном. В 2005 г. проведены опытно-промышленные работы по ограничению водопритокков в 32 скважинах АО «Казмунайгаз», получено предложение о продолжении водоизоляционных работ по технологиям «Татнефти» в

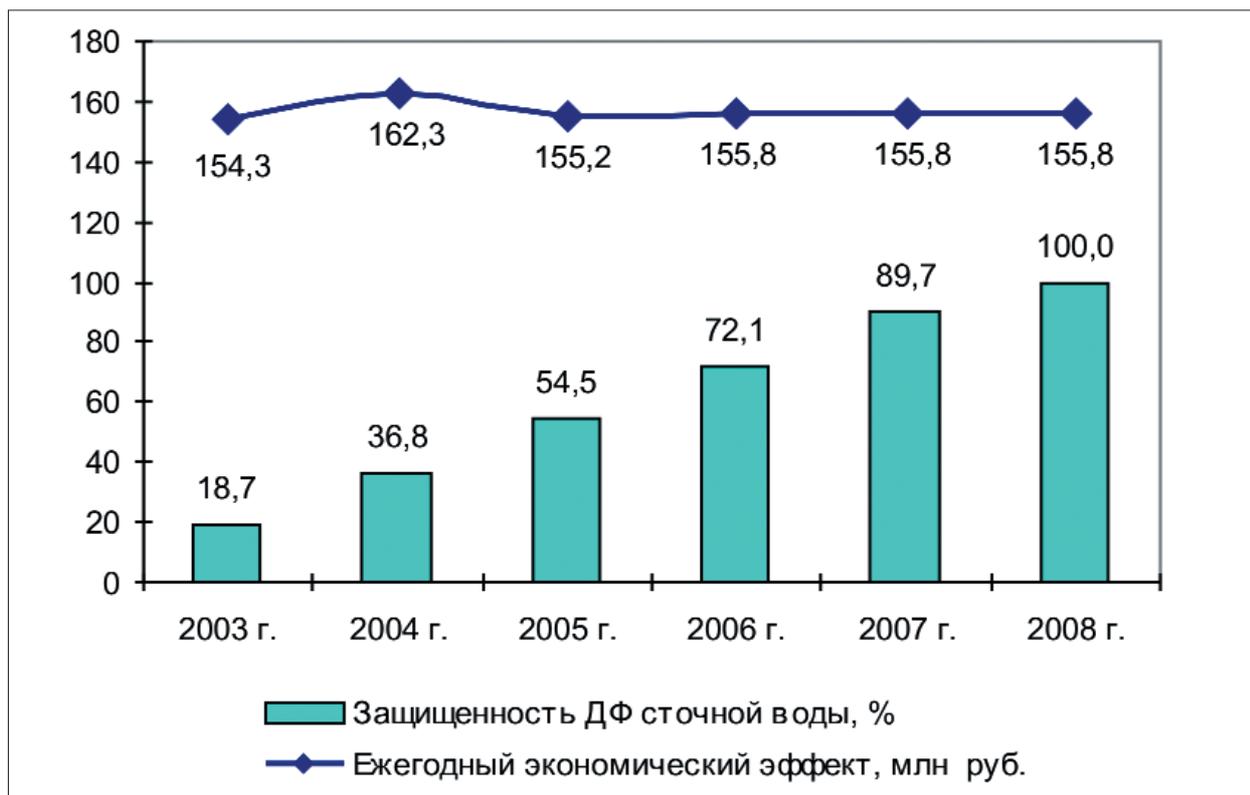


Рис. 8. Эффективность внедрения защищенных НКТ

2006 г. По заказу казахстанской стороны изготовлены и отгружены 6 цепных приводов, планируется до конца 2005 г. запустить их в работу. Планируется также поставка для ННК, работающих в Татарстане, 100 цепных приводов с длиной хода 3 м. Применение новой техники и технологий позволяет получить и существенные налоговые льготы.

Таким образом, научно-техническая политика нашей компании стала неотъемлемым элементом повседневной деятельности всех основных подразделений нефтедобывающего комплекса. На данном этапе развития и реструктуризации ОАО «Татнефть» очень важно сохранить весь наработанный научно-технический потенциал и создать все условия для дальнейшего наращивания темпов его развития и расширения выхода на рынок технологий за пределами Татарстана.





На снимке: малорасходный насос для ППД

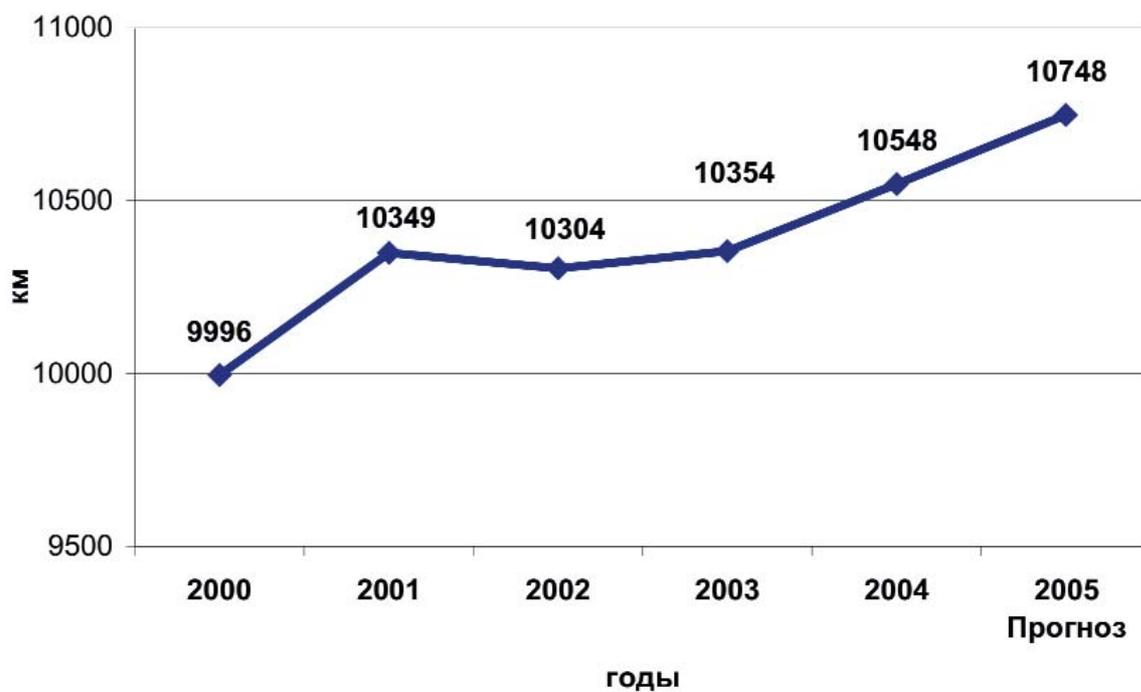


Рис. 9. Протяженность системы ППД (сточная вода) ОАО «Татнефть»

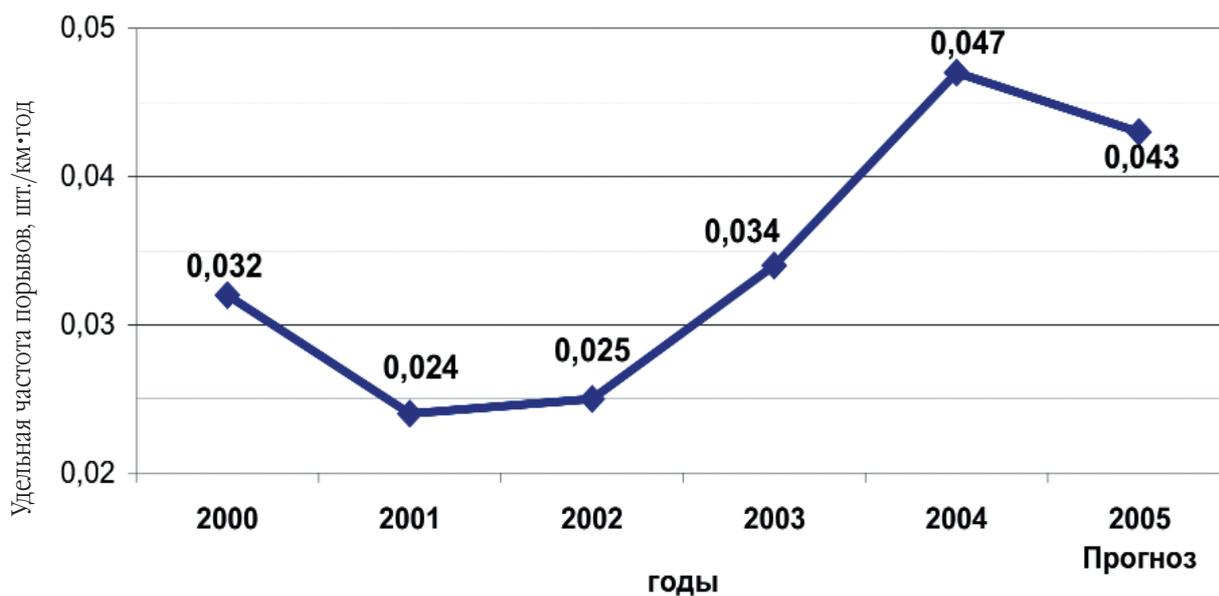


Рис. 10. Динамика удельной порывности в системе ППД (сточная вода) ОАО «Татнефть»

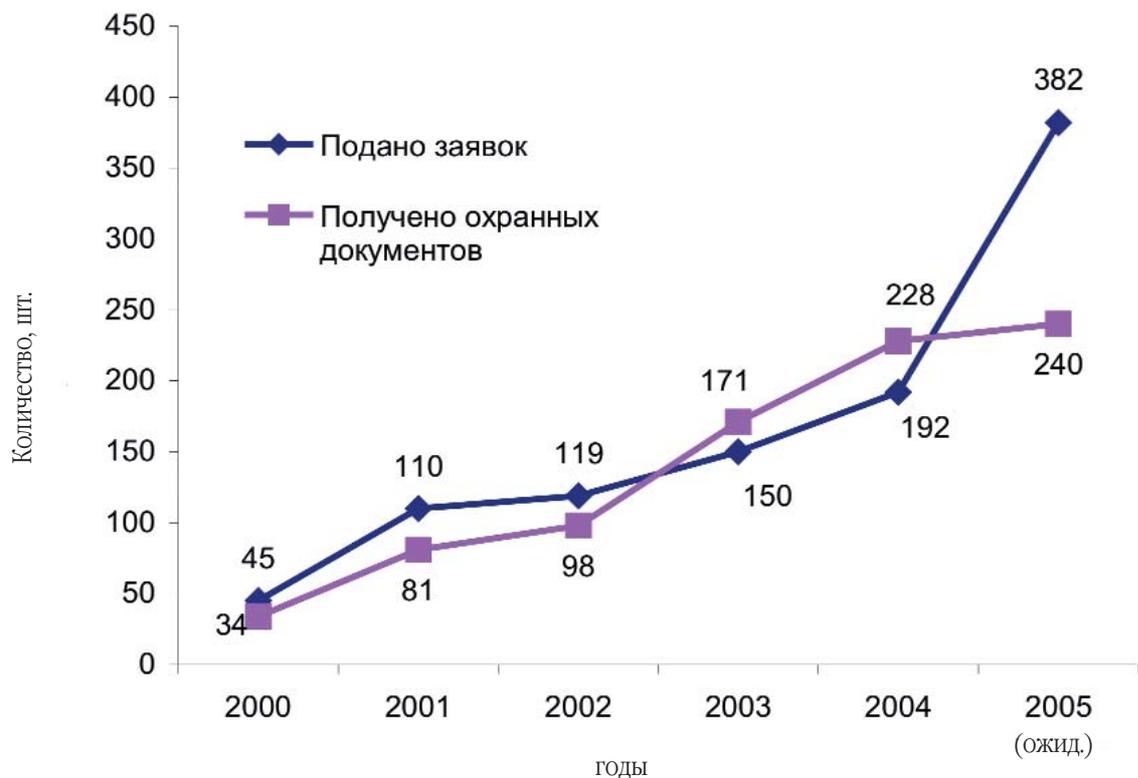


Рис. 11. Число заявок и патентов на предполагаемые изобретения и полезные модели

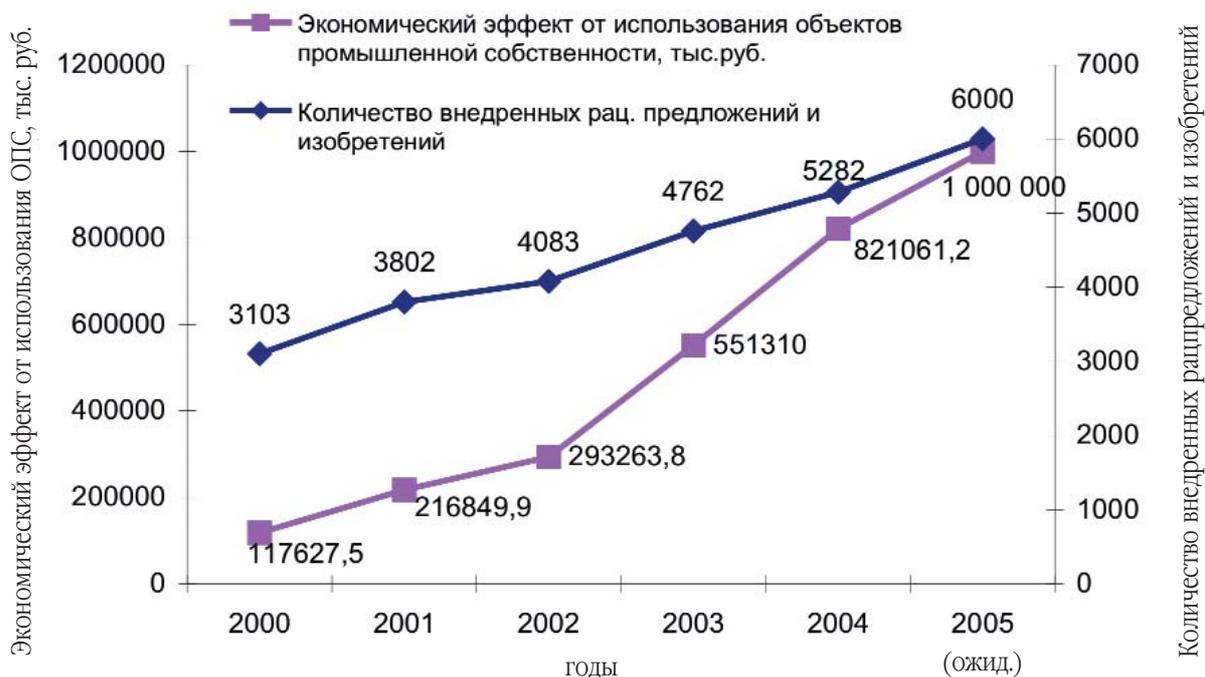


Рис. 12. Показатели работы по рационализации и изобретательству ОАО «Татнефть»

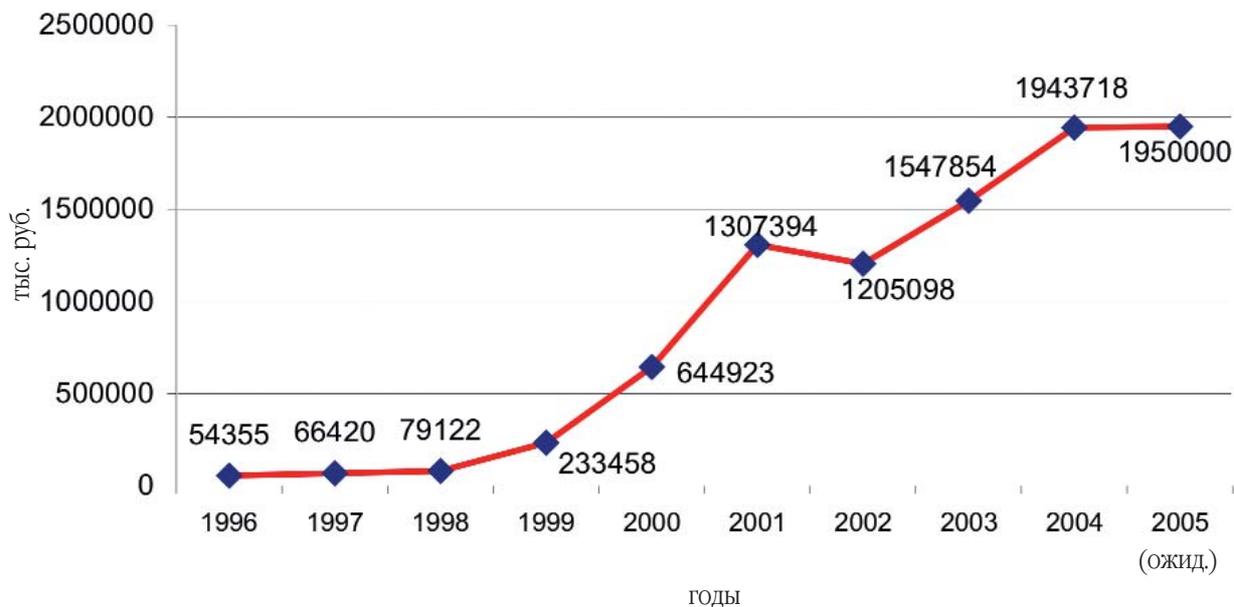


Рис. 13. Прибыль от реализации «Плана внедрения новой техники и технологий»

## ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Нефтедобывающий комплекс – основа социально-экономического развития Республики Татарстан, и его дальнейшее успешное функционирование во многом зависит от воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. В целом недра республики еще обладают достаточным ресурсным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяных компаний. В объеме текущих суммарных ресурсов нефти доля остаточных промышленных запасов составляет 52%. Обеспеченность промышленными запасами нефтяных компаний при существующем уровне добычи нефти оценивается в 30 лет.

Вместе с тем, сегодняшнее состояние минерально-сырьевой базы вызывает определенное беспокойство. В разработку уже вовлечено 90% промышленных запасов на крупных разрабатываемых месторождениях, которые вошли в режим падающей добычи, что отражается на снижении дебитов скважин и повышении обводненности продукции. В структуре остаточных запасов многих месторождений преобладают трудноизвлекаемые запасы, разработка которых требует привлечения затратных технологий добычи. Такие качественные характеристики означают, что сырьевая база уже не способна выдержать достигнутой добываемой нагрузки без принятия мер по резкому усилению поисков и разведки новых месторождений, вовлечению в разработку низкопродуктивных запасов и повышению коэффициента извлечения нефти.

Неразведанная часть начальных суммарных ресурсов нефти остается еще значительной (около 40%) и размещается в восточных районах республики с высокой плотностью неразведанных ресурсов и в пределах слабоизученных западных и центральных районов. На этих территориях существует вероятность выявления небольших по запасам и размерам месторождений и залежей со сложным строением ловушек и сильной из-



**ЛАРОЧКИНА Ирина Андреевна – министр экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, Заслуженный геолог Российской Федерации (2000), Заслуженный деятель науки и техники Республики Татарстан (1996), доктор геолого-минералогических наук.**

менчивостью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Усложнение строения перспективных объектов и ловушек нетрадиционного типа определяет необходимость внедрения новых методов прогноза, поисков и оценки месторождений.

В последние годы к проблемам старого нефтедобывающего региона, с существующей тенденцией снижения объемов добычи нефти в среднесрочной перспективе, добавились проблемы реорганизации системы управления недрами, а именно:

- отменена система отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- введен единый федеральный налог на добычу полезных ископаемых;
- по-новому разграничены полномочия между федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по распоряжению государственным фондом недр.

Следствиями этих новых подходов, изменивших концепцию недропользования, явились:

- резкое сокращение бюджетных ассигнований на геологоразведочные работы;
- отсутствие надежных мотиваций для разработки низкорентабельных запасов, малодебитных и обводненных скважин;
- отстранение республиканских органов власти от управления недрами, привлечения инвестиций в объекты недропользования и участия в геологическом изучении недр.

Чтобы переломить вышеуказанные негативные тенденции в воспроизводстве минерально-сырьевой базы углеводородов, необходимо выстроить соответствующую государственную региональную минерально-сырьевую политику, направленную на:

- усиление роли органов исполнительной власти и государственной геологической службы Республики Татарстан в координации действий по эффективному использованию созданной минерально-сырьевой базы и дальнейшему ее воспроизводству;
- совершенствование системы планирования геологоразведочных работ на территории нераспределенного фонда недр;
- экономическое стимулирование поисково-разведочной деятельности недропользователей;
- экономическое стимулирование и административное принуждение добывающих компаний к полной отработке разведанных запасов в недрах;
- бюджетное финансирование научно-исследовательских работ по воспроизводству минерально-сырьевых ресурсов.

Государственная геологическая служба в лице Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан отчетливо представляет, что для достижения намеченных целей необходимо решить первоочередные задачи в области формирования минерально-сырьевой базы, совершенствования нормативно-правового регулирования недропользования и налогового законодательства.

## Выявление ресурсного потенциала и воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородного сырья

Основной целью региональной минерально-сырьевой политики является поддержание добычи нефти в соответствии с «Программой развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2020 года».

Необходимость и возможность развития сырьевой базы углеводородного сырья определяются исходя из баланса разведанных запасов и оцененных ресурсов, с одной стороны, и уровней добычи, определяемых долгосрочной энергетической стратегией, с другой. В соответствии с долгосрочной энергетической стратегией темпы нефтедобычи в республике должны стабилизироваться в 2006-2010 гг. на уровне 30 млн т, могут достигнуть к 2011-2015 гг. – 30-29 млн т, а в 2016-2020 гг. – 28-24,5 млн т. Для компенсации отбора нефти необходимо обеспечить ежегодный прирост промышленных запасов на уровне 25-27 млн т в 2006-2010 гг. и 25 млн т после 2010 г. Кроме того, подготовка запасов нефти должна быть восполнена приростом запасов природных битумов категории С1 в объеме 50 млн т.

Поддержание добычи нефти в республике возможно только при форсированной подготовке новых запасов, требующей увеличения объемов геологоразведочных работ и соответствующих затрат, а также проведения мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти и освоению месторождений природных битумов. Ежегодные объемы поисково-разведочного бурения на нефть и сейсморазведочных работ должны составить, соответственно, 160-200 тыс. м и 5 тыс. км, что в 2 раза превышает показатели, достигнутые в последние годы.

Ежегодные инвестиции в геологоразведочные работы оцениваются в среднем 2,5 млрд руб.

Основная доля затрат должна приходиться на недропользователей, за счет средств которых будут осуществляться доизучение разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений нефти с целью перевода запасов категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>, оцениваться перспективы новых участков в пределах крупных тектонических структур с установленной нефтеносностью для расширения разведанной ресурсной базы добывающих компаний, а также проведение поисково-разведочного бурения на месторождениях природных битумов.

Средства федерального бюджета и бюджета Республики Татарстан будут направлены на выявление и изучение зон нефтенакпления на нераспределенном фонде недр для подготовки новых участков к лицензированию и оценку нефтяного ресурсного потенциала и его локализацию (на выявленных структурах) в слабоизученных районах для снижения геологических рисков и увеличения инвестиционной привлекательности.

Основные задачи геологоразведочных работ могут быть успешно реализованы только при проведении активной и системной работы всех составляющих геологической службы республики, решающей весь комплекс вопросов, включая:

- формирование и реализацию программ геологоразведочных работ на нефть, выполняемых за счет федерального бюджета, бюджета Республики Татарстан и собственных средств недропользователей;
- лицензирование месторождений и участков нераспределенного фонда недр;
- ведение мониторинга ресурсной базы углеводородного сырья (запасов, прогнозных и перспективных ресурсов, фонда подготовленных и введенных в бурение поднятий);
- контроль выполнения нефтяными компаниями условий лицензий по уровням добычи и приросту запасов нефти, объемам разведочного и эксплуатационного бурения, проектов разработки месторождений и сроков ввода месторождений в промышленное освоение;
- перспективное планирование и прогнозирование нефтеперспективных объектов, внедрение новых методов поисков и оценки месторождений;
- создание условий для привлечения в сферу недропользования частных инвестиций в виде применения мер по экономическому стимулированию разработки низкорентабельных запасов нефти, стабилизацию падающей добычи, внедрению инноваций, повышению нефтеотдачи.

### **Подготовка месторождений природных битумов к промышленному освоению**

Республика Татарстан занимает ведущую позицию в Российской Федерации по потенциальным ресурсам природных битумов, которые оцениваются от 1,4 до 7 млрд т. Детально разведаны 24 месторождения с балансовыми запасами 112,1 млн т, в том числе с извлекаемыми – 41,9 млн т. В последнее время перспективы освоения природных битумов возросли в связи с возможностью получения из них энергоносителей, альтернативных мазуту и природному газу.

Однако освоение битумных месторождений сдерживается по ряду причин, главными из которых являются: отсутствие инвестиций, направленных на их разработку, и налогового режима, стимулирующего недропользователей к разработке битумных месторождений, а также несовершенство технологий по извлечению битумов.

Для подготовки месторождений природных битумов к промышленному освоению в 2005 г. разработана Программа работ ОАО «Татнефть» по освоению запасов тяжелых нефтей и битумов на 2005-2006 гг., подготовлена Концепция освоения ресурсов природных битумов Республики Татарстан до 2020 года, а также разработана и утверждена технологическая схема опытно-промышленных работ на Ашальчинском месторождении по технологии SAGD (парогравитационного воздействия).

В ближайшее время необходимо приступить к формированию долгосрочной Программы геологического изучения и освоения природных битумов, решающей широкий круг задач и включающей целый ряд подпрограмм: геологоразведочных работ, лицензирования недр, добычи, пе-

переработки, транспортировки сырья. Все эти подпрограммы должны быть увязаны между собой ресурсно и во времени.

### **Совершенствование нормативно-правового регулирования недропользования**

Принципиально важное значение для решения проблем воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов имеет усовершенствование действующего законодательства о недрах, в соответствии с которым республиканские органы власти и управления отстранены от участия в полноценном геологическом изучении своей территории. За ними практически не оставляется никаких прав, их функции сведены лишь к возможности представления в федеральный орган управления государственным фондом недр соответствующих предложений.

Поэтому ведется планомерная работа с федеральными органами власти, предусматривающая следующее:

1. Делегирование органам исполнительной власти Республики Татарстан дополнительных полномочий по распоряжению, пользованию и охране участков недр, содержащих мелкие (с запасами менее 10 млн т) нефтяные месторождения.
2. Исключение разовых и регулярных платежей за право пользования участками недр для целей регионального геологического изучения и законодательное закрепление за недропользователями права разрабатывать открытые ими за счет собственных средств месторождения полезных ископаемых.
3. Установление правовых мер поддержки и принципов экономического и налогового стимулирования деятельности малых нефтяных компаний (ННК), осваивающих месторождения с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами.
4. Установление принципов стимулирования внедрения методов повышения нефтеотдачи, разработки месторождений природных битумов, введение критериев высокой выработанности запасов месторождений нефти, трудноизвлекаемых запасов в сложных и нетрадиционных коллекторах.

### **Совершенствование налогового законодательства**

По-прежнему актуальным направлением оптимизации ресурсного налогообложения Российской Федерации является замена единой ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) платежом, дифференцированным в зависимости от природного качества минерального сырья и основных условий разработки конкретных месторождений. Ставка НДПИ, установленная в зависимости от мировых цен на нефть, негативно влияет на экономическую привлекательность разработки месторождений на ее завершающей стадии. Для того чтобы продлить срок рентабельной разработки «старых» месторождений республики и стимулировать мероприятия, направленные на повышение использования истощенных запасов, необходимо продолжить работу по предоставлению налоговых льгот по НДПИ для добычи нефти из выработанных (80% и выше) запасов, а в качестве фактора дифференциации НДПИ использовать показатель выработанности запасов.

### **Совершенствование системы управления государственным фондом недр**

Эффективность воспроизводства запасов и ресурсов нефти во многом зависит от планирования геологоразведочных работ, увязывающих воспроизводство и лицензирование. В настоящее время в республике оно осуществляется в рамках федеральных и территориальных программ геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Интересы регионального уровня государственной власти в большей мере реализуются через мероприятия, включенные в Территориальную программу геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Республики Татарстан. Основной ее задачей является выявление и оценка перспектив нефтеносности в слабоизученных западных районах республики.

Решение поставленной задачи предусматривает проведение комплекса работ и методов, нацеленных на обнаружение нефтеперспективных объектов для постановки дальнейших поисковых работ. В результате реализации поставленной задачи будет значительно расширена сырьевая база действующих нефтяных компаний, что позволит увеличить налоговые поступления от добычи и реализации нефти в бюджеты всех уровней, создать условия для привлечения средств инвесторов в минерально-сырьевой сектор экономики.

Таким образом, указанные приоритетные направления развития нефтедобывающего комплекса могут быть реализованы комплексно при координации действий и с учетом интересов многих участников, включая государство и частные компании.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ДОСТИЖЕНИЯ ТАТНИПИНЕФТЬ В РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Большая часть истории нашей республики неразрывно связана с развитием нефтяной промышленности. В настоящее время эта отрасль в интеграции с нефтепереработкой и нефтехимией обеспечивает наибольшую часть поступлений от предприятий республики в бюджеты всех уровней.

Сегодня, как это было зафиксировано в «Концепции развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан на период до 2015 г.», перспективы связаны со следующими ключевыми направлениями развития: ресурсным, технологическим, экономико-правовым, интеграционно-диверсификационным. Все эти направления являются зоной ответственности одного из крупнейших в России научно-исследовательских и проектных институтов – ТатНИПИнефть. Настоящий сборник охватывает все основные направления нашей сегодняшней деятельности, но, конечно же, не может в силу ограниченности объема претендовать на полный охват всех наших исследований, разработок и проектов.

### 1. Обеспечение нефтегазового и нефтеперерабатывающего комплекса ресурсами нефти и газа

Структура запасов нефти в РФ неуклонно ухудшается, прирост новых запасов нефти отстает от темпов добычи. Крупнейшие месторождения России, такие, как Ромашкинское, Самотлорское, Мамонтовское, Арланское, Туймазинское, Бавлинское, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой выработанностью начальных извлекаемых запасов. Остаточные запасы этих месторождений по-прежнему составляют значительную долю российских ресурсов жидких углеводородов, причем высокого качества.



**ИБАТУЛЛИН Равиль Рустамович** – директор ТатНИПИнефть открытого акционерного общества «Татнефть», лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (1995), лауреат Государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники (1999), академик, член Президиума Академии наук Республики Татарстан.

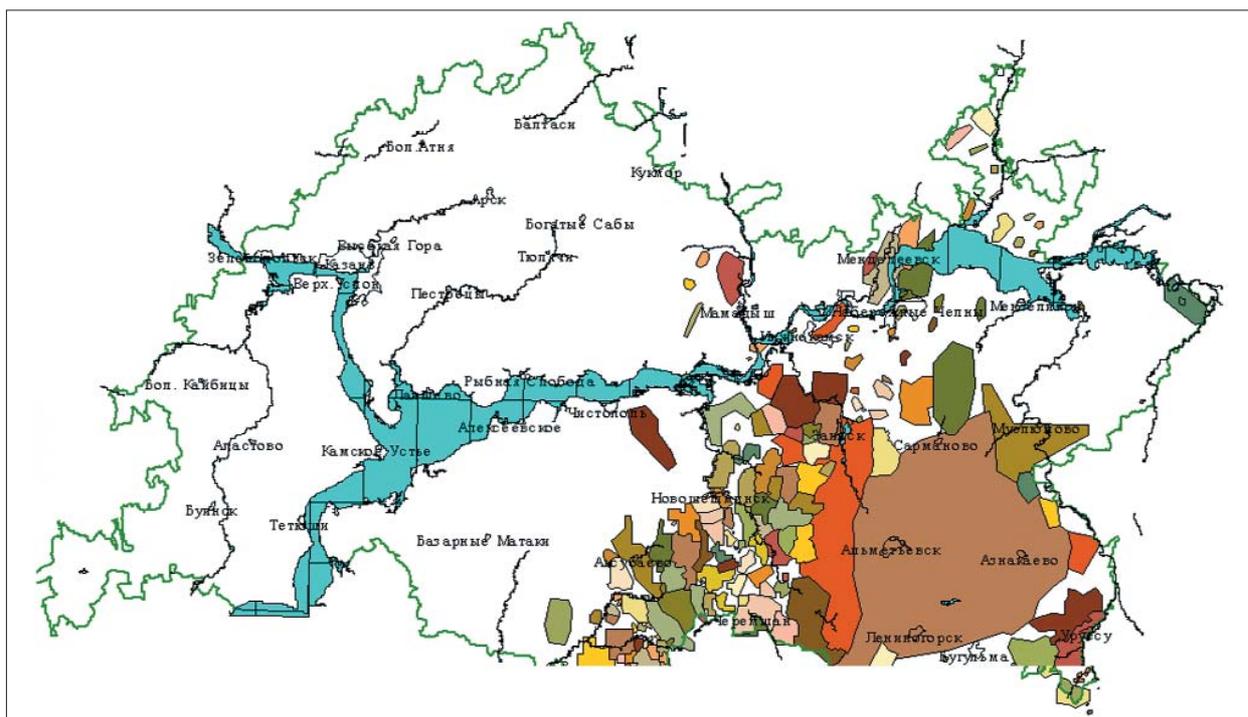


Рис. 1. Нефтяные месторождения Татарстана

В Татарстане поставлена и успешно решается важнейшая научно-техническая задача по длительной стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки крупных нефтяных месторождений и эффективного ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов мелких месторождений (рис. 1).

Учитывая тот факт, что эти запасы достаточно велики, а зависимость социальной инфраструктуры нефтедобывающих регионов от нефтяной промышленности весьма существенна – проблемы их длительного и рационального извлечения в современных экономических условиях приобретают государственную значимость.

Во многом усилиями наших ученых прирост запасов нефти в последнее десятилетие обеспечил стабилизацию, а затем и рост добычи нефти в Татарстане (рис. 2), являющийся самым высоким в Волго-Уральском регионе. В последние годы достигнуты большие успехи в приросте запасов углеводородного сырья. Анализ геологического разреза и его нефтеносности, а также условий формирования залежей нефти позволяет сделать вывод о том, что углеводородный потенциал нашей республики остается высоким. Даже сегодняшними запасами углеводородного сырья мы надежно обеспечены на ближайшие 30 лет, а прирост запасов продолжается.

Кроме того, в нашей республике имеются хорошие перспективы промышленной разработки природных битумов, запасы которых являются крупнейшими в России, составляя, по разным оценкам, от 1,5 до 4 миллиардов тонн.

Основной объем текущих запасов нефти составляют трудноизвлекаемые (рис. 3), при этом и в активных запасах качество нефти ухудша-

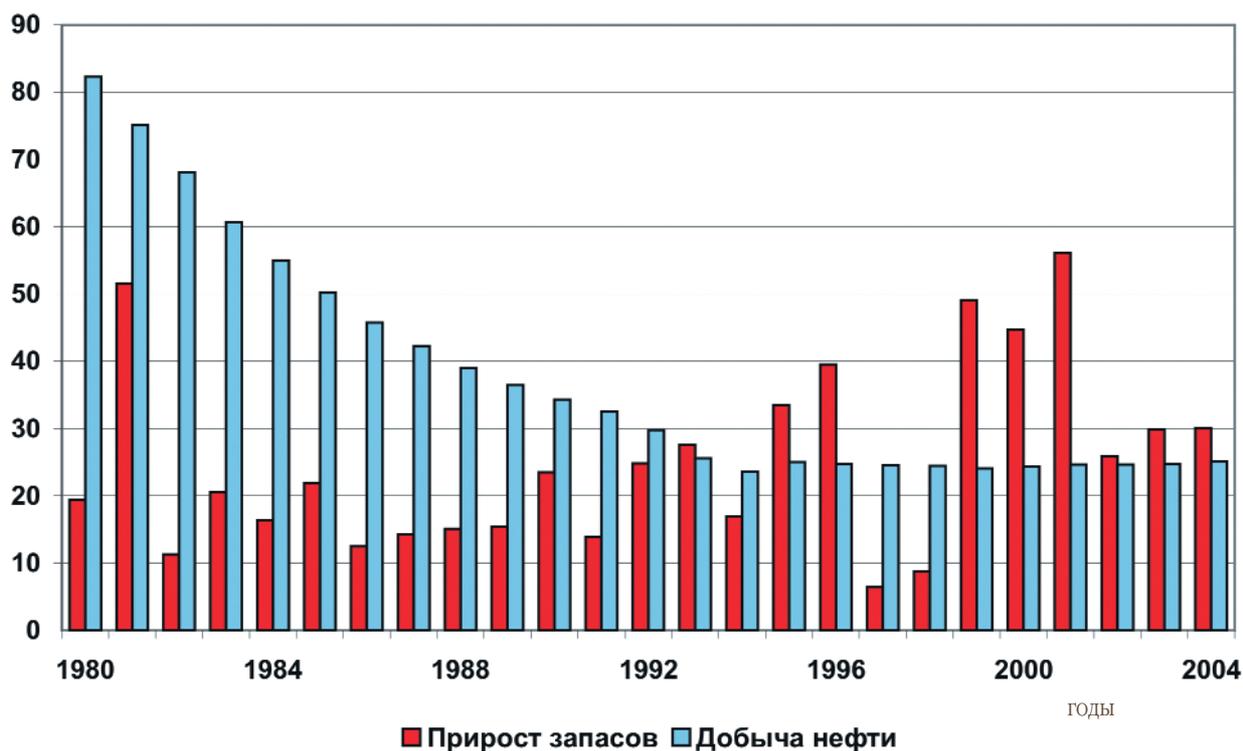


Рис. 2. Добыча нефти и прирост запасов по ОАО «Татнефть» (млн т)

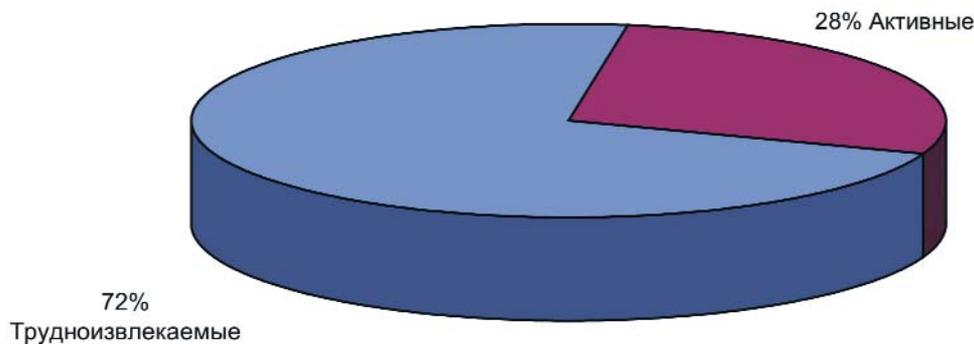


Рис. 3. Остаточные извлекаемые запасы A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>

Таблица

Физико-химические свойства нефтей девона Ромашкинского месторождения

| Годы      | Давление насыщ., МПа | Газ. фактор, м <sup>3</sup> /т | Плотность пл. нефти, кг/см <sup>3</sup> | Кэф. динам. вязкости пл. нефти, мПа · с | Кэф. сжим-сти, 10 <sup>-4</sup> 1/МПа | Плотность газа, кг/м <sup>3</sup> | Уд. молекул. масса, кг/кмоль |
|-----------|----------------------|--------------------------------|---|---|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| 1953-1962 | 8,8                  | 61,75                          | 803,8                                   | 3,05                                    | 9,50                                  | 1,1107                            | 146,6                        |
| 1975-1979 | 8,0                  | 58,04                          | 813,2                                   | 4,17                                    | 9,19                                  | 1,1055                            | 155,3                        |
| 1995-2001 | 6,6                  | 55,61                          | 809,5                                   | 5,74                                    | 10,08                                 | 1,4205                            | 172,8                        |

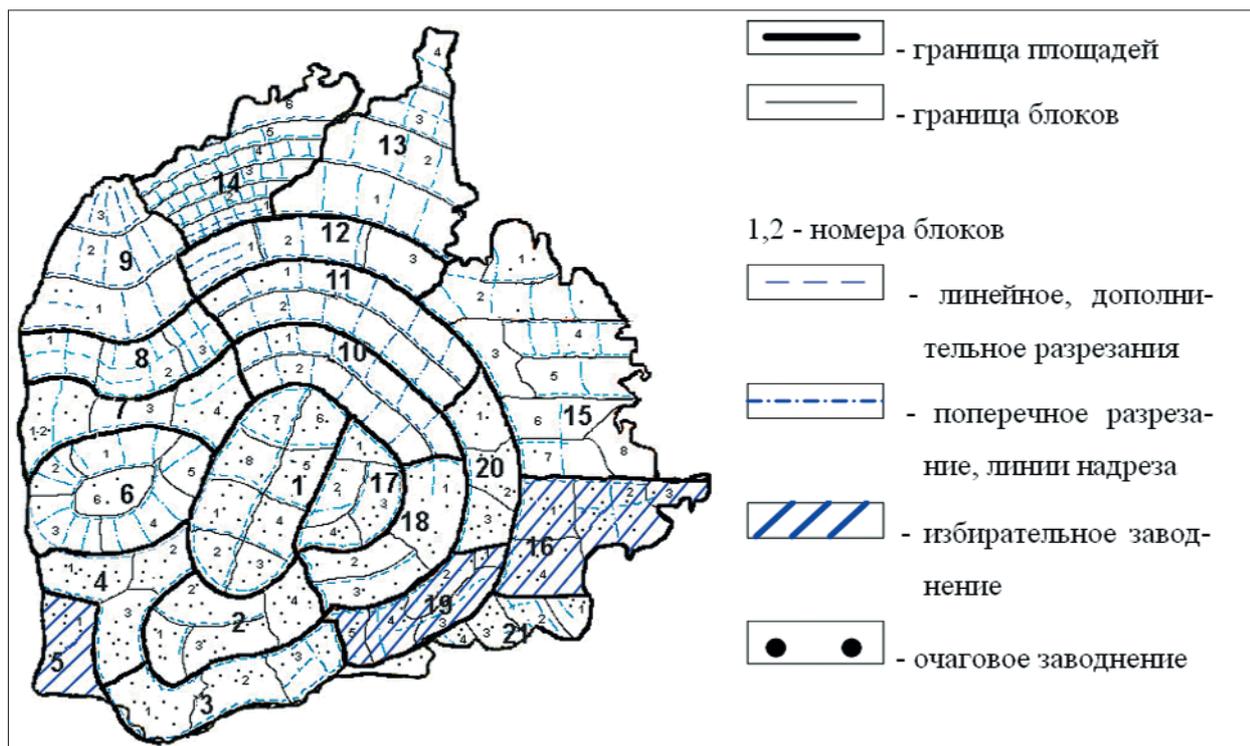
ется. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений с применением заводнения, в частности, характеризуется и тем, что заметные изменения происходят с составом и физико-химическими свойствами пластовых нефтей, как это видно на примере Ромашкинского месторождения (см. таблицу). Это связано как с изменениями в ходе взаимодействия нефти с закачиваемыми агентами, так и за счет вовлечения менее вырабатываемых в начальной стадии ухудшенных запасов в процессе развития системы разработки месторождений.

За последние 5 лет разработаны постоянно действующие геолого-технологические модели по всем 23 площадям Ромашкинского месторождения, на основе которых был сделан долгосрочный прогноз развития показателей разработки основного объекта ( $D_1$  и  $D_0$ ), определены новые параметры IV Генеральной схемы разработки месторождения. На основе использования подобных моделей для локализации остаточных запасов нами проводится работа по выбору наиболее эффективных объектов применения МУН, ОПЗ, выбора мероприятий с целью вывода скважин из нерентабельного и малорентабельного фонда для зарезки БС, БГС, ГС.

Важнейшим инструментом разработки крупных месторождений РФ является заводнение. Пройдены несколько основных этапов развития внутриконтурного заводнения, примеры реализации которых можно увидеть на рис. 4, 5 на Абдрахмановской площади, старейшей на Ромашкинском месторождении. Показателем преемственности решений является сегодняшняя активно эксплуатирующаяся и развивающаяся система заводнения – в настоящее время соотношение добывающих скважин к нагнетательным составляет уже 2:1.

За счет применения различных современных гидродинамических и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов добывается сегодня свыше 45 % всей нефти. Для оптимизации выбора наиболее эффективных технологий и объектов их применения нами был разработан программный комплекс (рис. 6) на основе оболочки искусственного интеллекта (ИИ). На основе опыта применения 58 технологий МУН и ОПЗ была создана база данных, послужившая базой знаний для обучения оболочки ИИ. В результате при использовании ИИ нам удается выделять и рекомендовать к широкому промышленному применению самые высокоэффективные технологии (рис. 7). При этом удалось при сокращении общего числа технологий сохранить рост объемов дополнительной добычи нефти (рис. 8).

Результаты нашей комплексной работы в виде основных параметров разработки для трех крупнейших месторождений республики можно оценить по представленным показателям динамики основных параметров разработки для Ромашкинского (рис. 9), Ново-Елховского (рис. 10) и Бавлинского месторождений (рис. 11). В целом для ОАО «Татнефть» достигнутый эффект представлен на рис. 8 в сравнении с базовым вариантом. Достигнуто значительное снижение отборов жидкости при снижении объемов закачиваемой воды. Особенно это ярко видно при сопоставлении с показателями разработки других крупных месторождений России – Самотлорского, Мамонтовского, Туймазинского (рис. 12-15). Достижение высоких коэффициентов



**Рис. 4. Совершенствование системы заводнения Ромашкинского месторождения:**

Площади: 1 – Абдрахмановская; 2 – Ю-Ромашкинская; 3 – 3-Лениногорская; 4 – Зай-Каратайская; 5 – Куакбашская; 6 – Миннибаевская; 7 – Альметьевская; 8 – С-Альметьевская; 9 – Березовская; 10 – В-Сулеевская; 11 – Алькеевская; 12 – Чишминская; 13 – Ташлиярская; 14 – Сармановская; 15 – Азнакаевская; 16 – Карамалинская; 17 – Павловская; 18 – Зеленогорская; 19 – В-Лениногорская; 20 – Холмовская; 21 – Южная

нефтеотдачи по нашим месторождениям прогнозируется при меньших величинах обводненности, накопленном водонефтяном факторе и при меньших отборах от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

## 2. Технические и технологические решения.

### Охрана окружающей среды

Как было показано выше, с нарастанием доли трудноизвлекаемых запасов роль новых технологий в проектировании, разработке и приросте запасов нефти очень велика. Накапливаются и экологические проблемы, решение которых сегодня прямо связано с развитием новых технологических и технических решений.

В последнее десятилетие нами активно велась работа по следующим основным направлениям:

- Новые технологии бурения и вскрытия скважин (горизонтальные скважины (ГС), многозабойные скважины (МЗС), вскрытие на равновесии и депрессии).
- Технология и техника добычи нефти.
- Развитие систем управления заводнением, оптимизация системы нефтесбора и ППД.
- Подготовка продукции скважин с осложненными характеристиками серосодержащими компонентами.

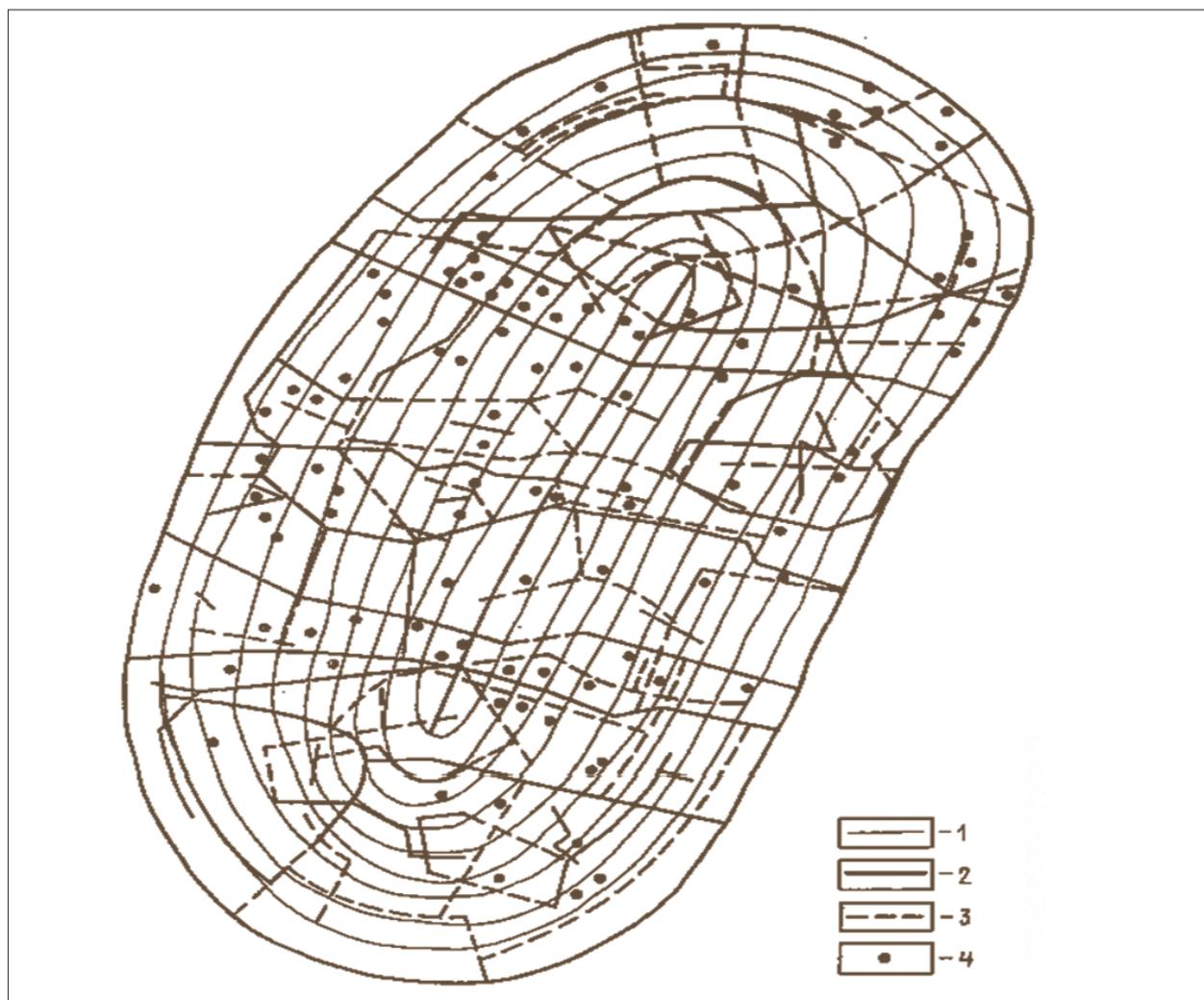


Рис. 5. Совершенствование системы заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения:  
 1- ряды добывающих скв.; 2- начальные ряды нагнетания;  
 3- дополнительное разрезание на блоки; 4- дополнительные очаги нагнетания

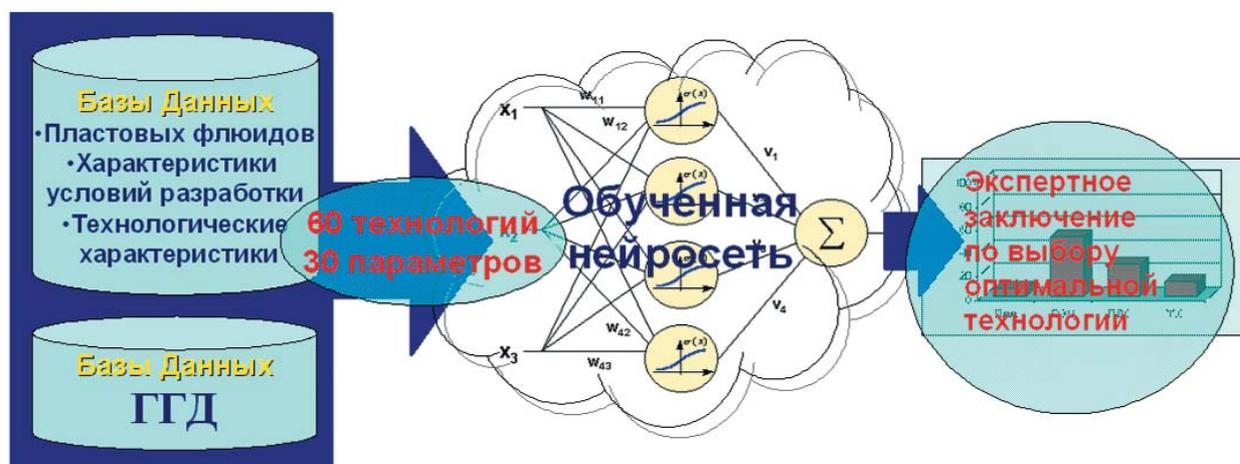


Рис. 6. Экспертно-аналитическая система

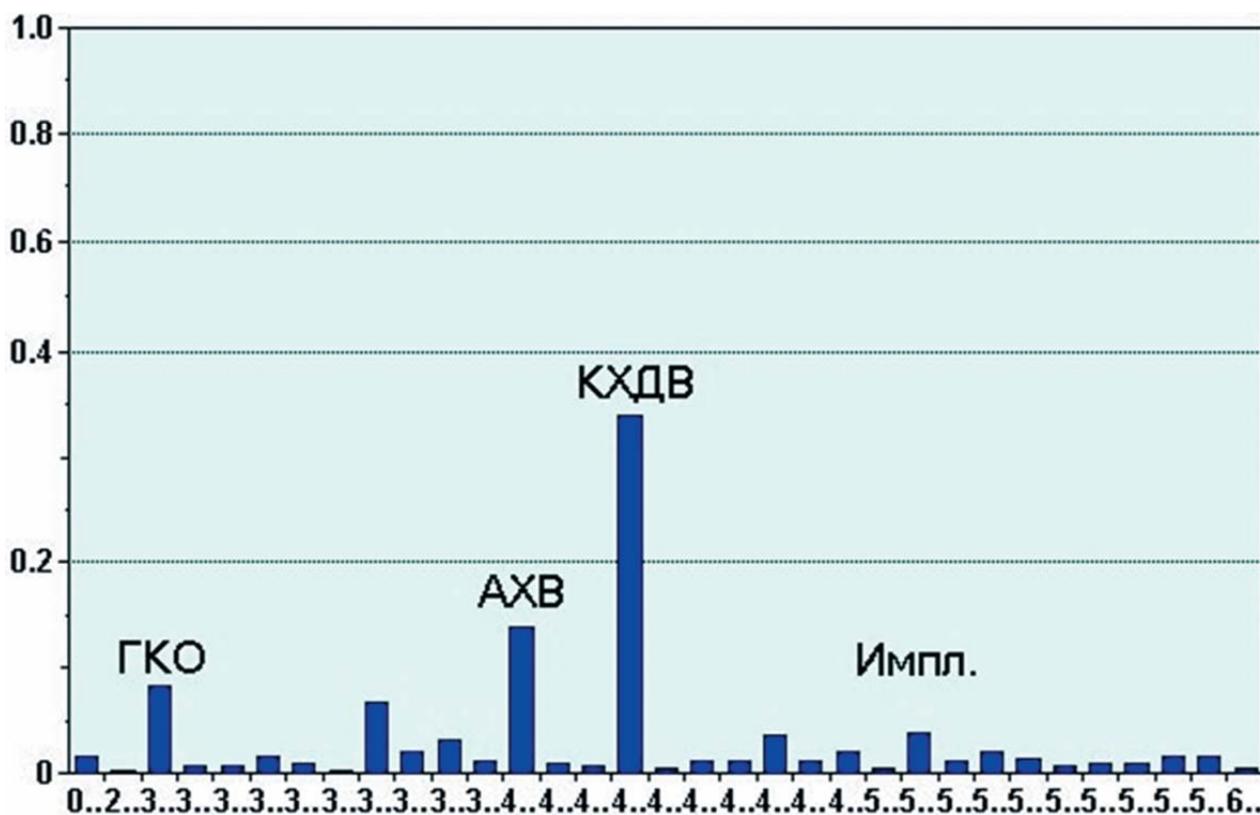


Рис. 7. Пример выбора вида воздействий для условий добывающих скв. 10852 (предпочтительность вида воздействия)

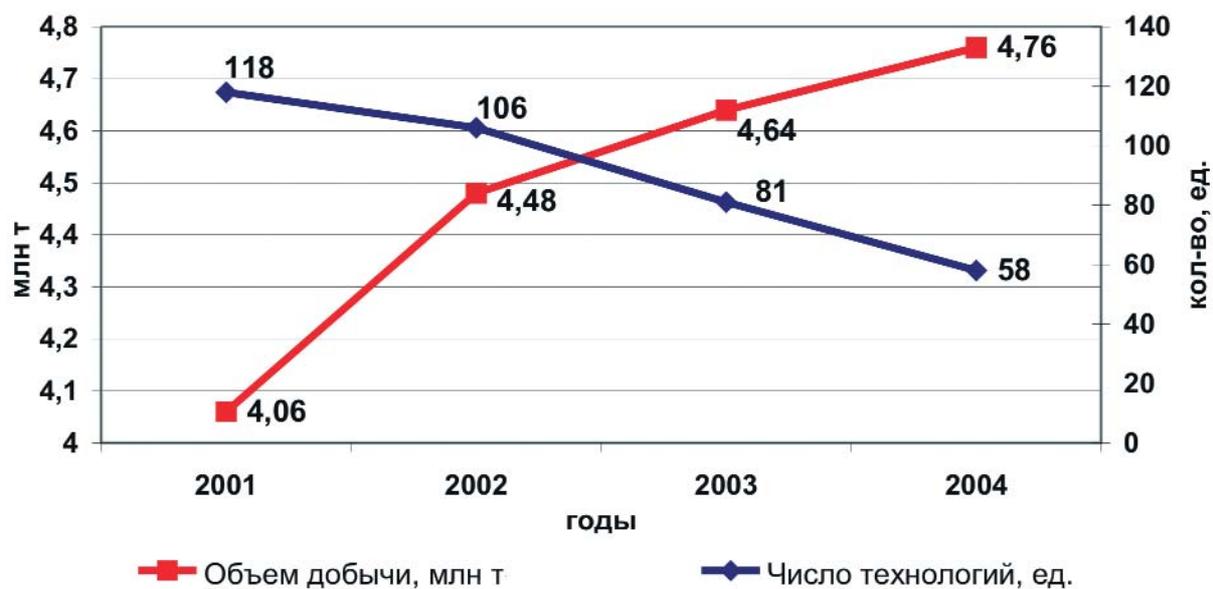


Рис. 8. Объем дополнительной добычи и число технологий увеличения нефтеотдачи и ОПЗ

Ряд указанных направлений подробно описаны в других статьях настоящего сборника, поэтому они изложены только фрагментарно.

### 2.1. Новые технологии бурения и вскрытия скважин (ГС, МЗС, вскрытие на равновесии и депрессии)

Особое внимание уделялось применению новых технологий в строительстве скважин. Нами активно развивались горизонтальные технологии, в том числе и бурение многозабойных скважин. Результаты этой работы представлены на рис. 16. Наиболее показательна четырехствольная многозабойная скважина НГДУ «Елховнефть» (рис. 17) – при росте затрат на 30% дебит по ней вырос в 2,5 раза по сравнению с окружающими вертикальными скважинами.

Освоено изготовление специализированного оборудования и реализована технология бурения на депрессии. В целом применение новых технологий дает постоянный прирост дебита новых скважин, и вклад новых скважин в добычу растет даже при снижении объема эксплуатационного бурения (рис. 18, 19).

### 2.2. Техника и технология добычи нефти

Более 40% добываемой нефти в ОАО «Татнефть» относится к вязким и высоковязким. Снижение затрат на добычу нефти из таких трудноизвлекаемых запасов является важным фактором обеспечения рентабельной эксплуатации скважин.

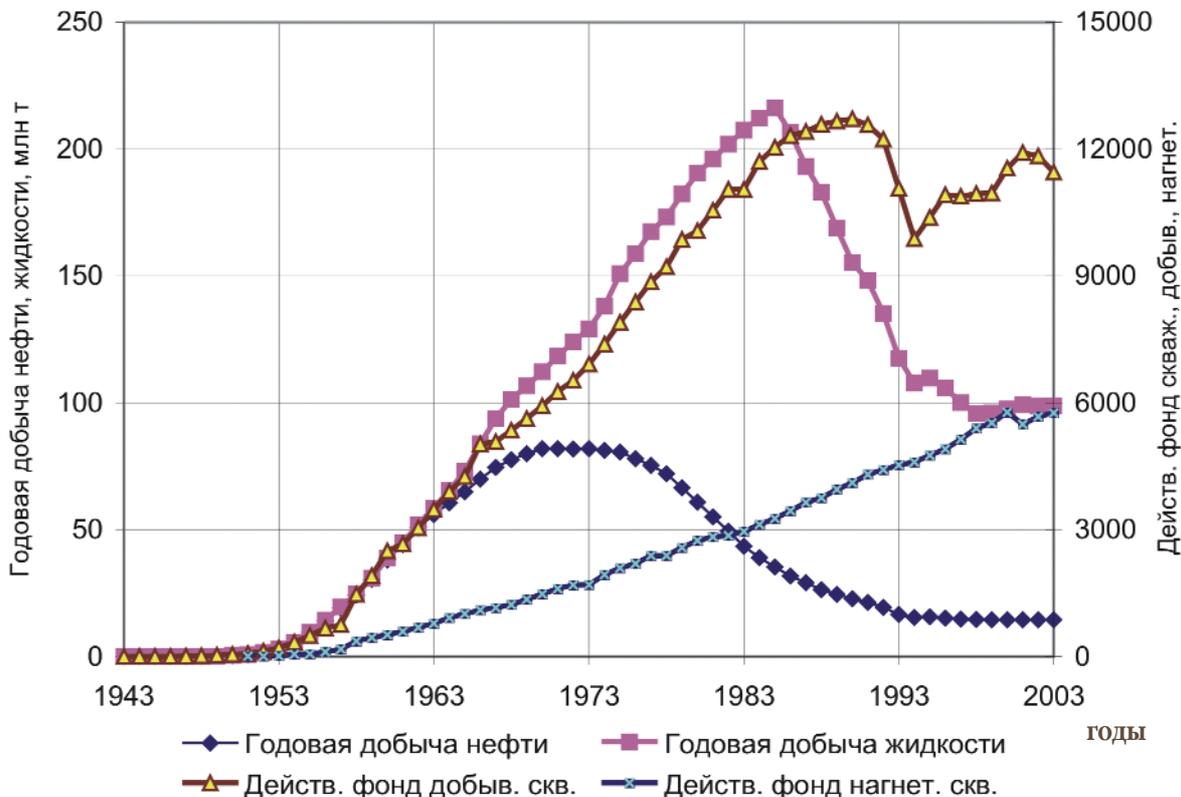


Рис. 9. Технологические показатели разработки Ромашкинского месторождения (все горизонты)

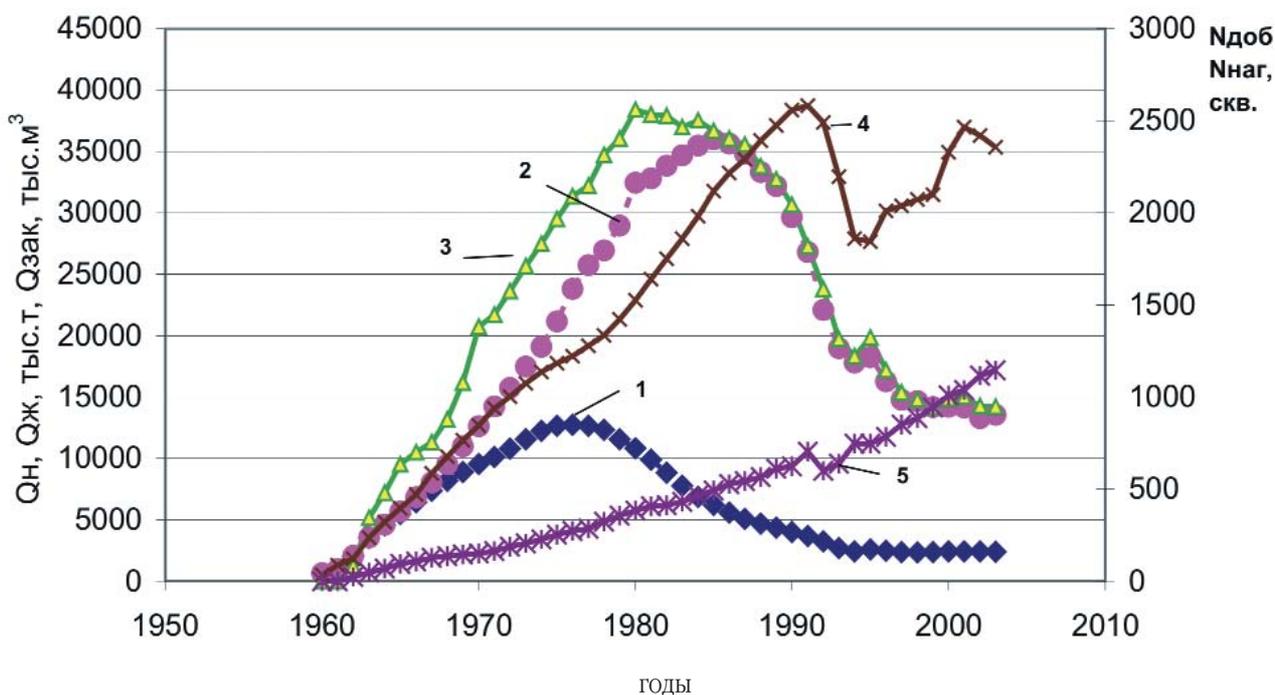


Рис. 10. Динамика показателей разработки Ново-Елховского месторождения (гор. Д+С):  
 1 – добыча нефти; 2 – добыча жидкости; 3 – закачка воды; 4 – действующий фонд добывающих скважин;  
 5 – действующий фонд нагнетательных скважин

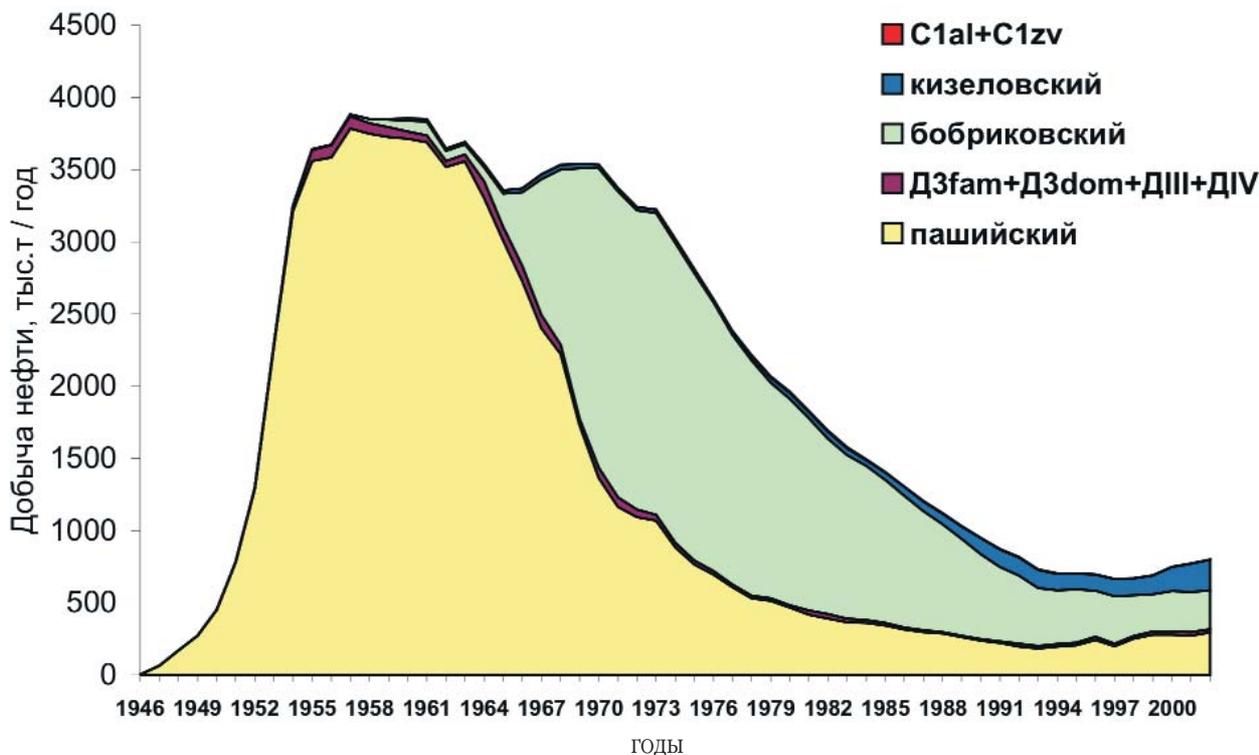


Рис. 11. Динамика добычи нефти по горизонтам Бавлинского месторождения

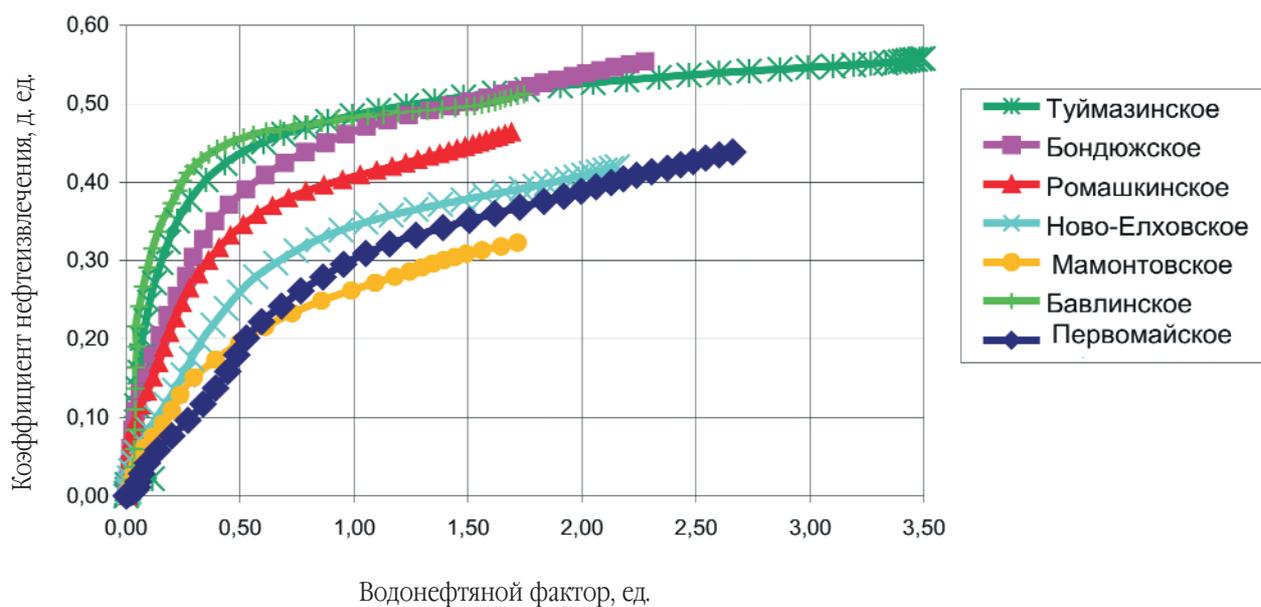


Рис. 12. Сравнительные показатели разработки по ряду месторождений Российской Федерации

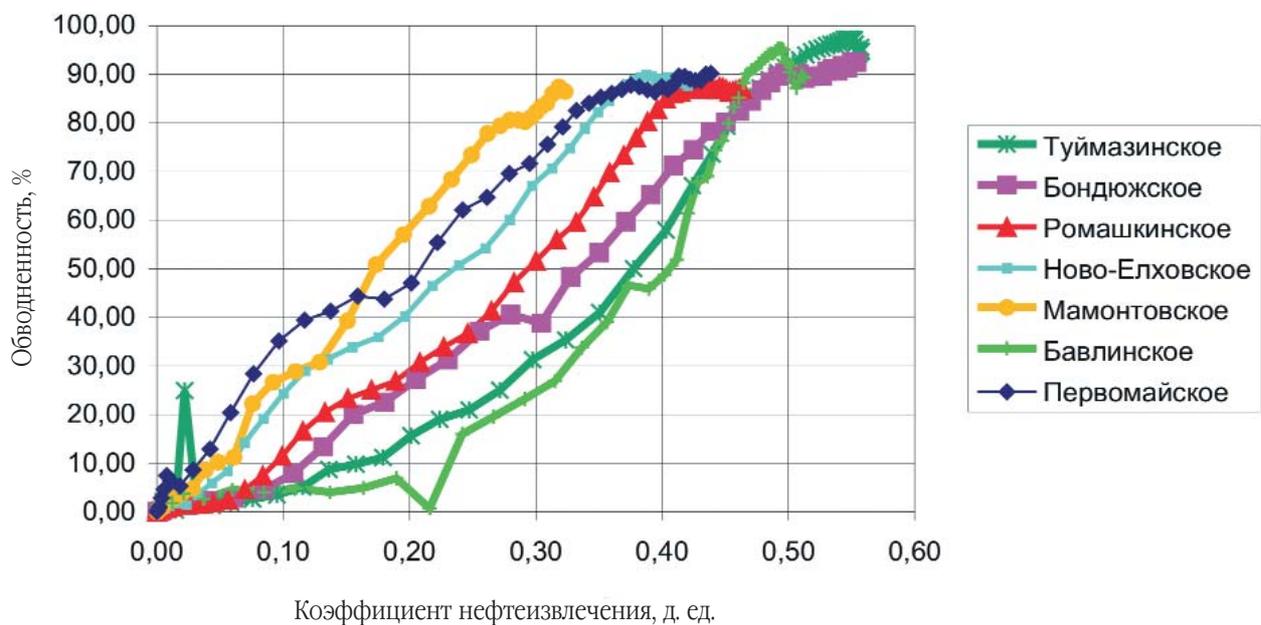


Рис. 13. Сравнительные показатели разработки по ряду месторождений Российской Федерации

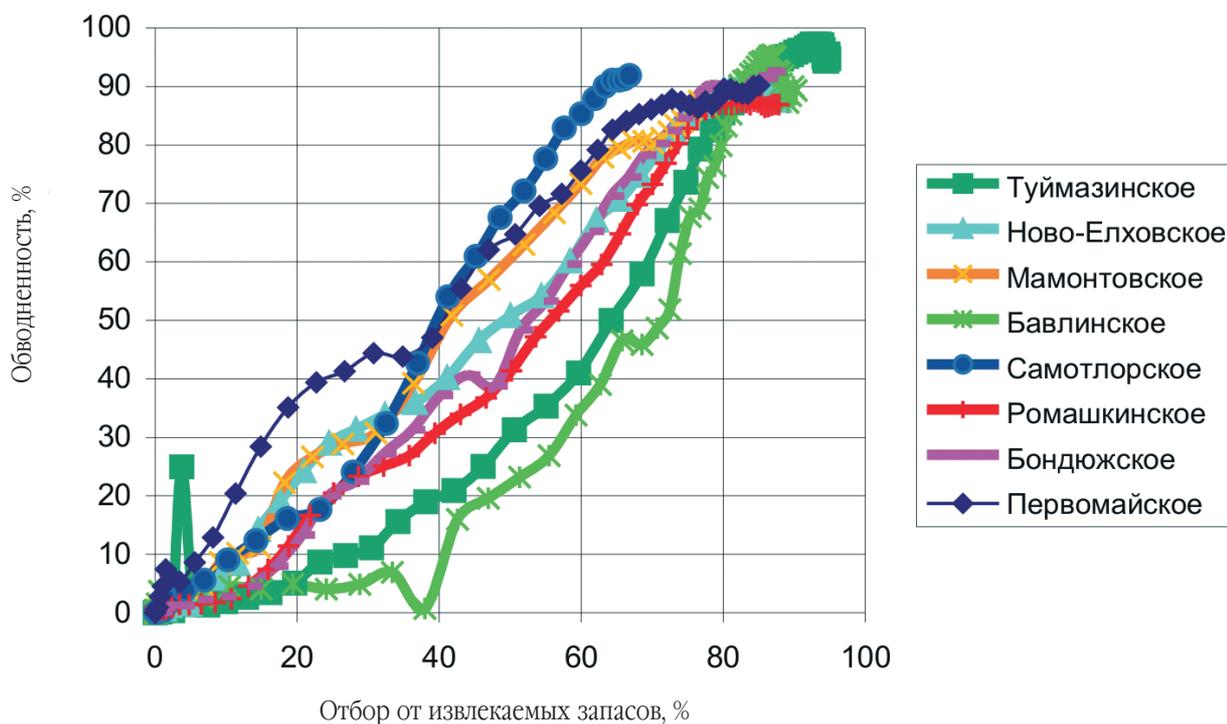


Рис. 14. Сравнительные показатели разработки по ряду месторождений Российской Федерации

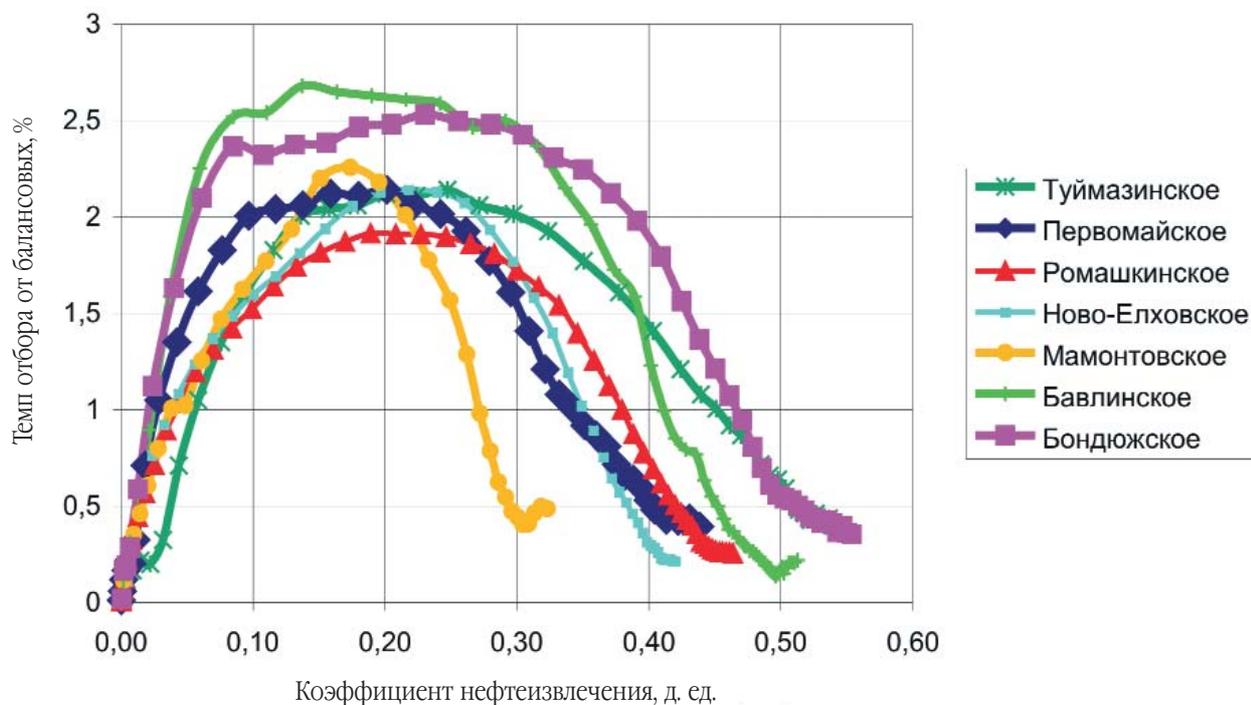


Рис. 15. Сравнительные показатели разработки по ряду месторождений Российской Федерации

Большая работа была проведена по созданию и внедрению цепных приводов скважинных штанговых насосов длиной хода 3 и 6 м. Кинематика разработанных конструкций позволяет резко снизить возможность образования эмульсии и, тем самым, уменьшить потребные нагрузки на точку подвеса штанг, а значит, материалоемкость и мощность привода.

По результатам проведенных испытаний цепных приводов с длиной хода 6 метров удельные энергозатраты на подъем продукции, по сравнению с ранее установленным оборудованием (УЭЦН), снизились в среднем на 43-50%, причем на некоторых скважинах экономия превысила 70%.

Интенсивность образования высоковязких водонефтяных эмульсий можно значительно снизить с помощью устройств, обеспечивающих поочередную подачу нефти и воды на прием насоса. В ТатНИПИнефть разработано размещаемое под насосом устройство с разнесенными по вертикали приемами для воды и нефти и переключатель потоков жидкости. Подобные устройства могут использоваться как с плунжерными, так и со штанговыми винтовыми насосами. При этом образования стойкой эмульсии не происходит, а в ряде случаев порции нефти и воды доходят, не смешиваясь, до устья скважины.

### *2.3. Реконструкция системы ППД*

В процессе разработки нефтяных месторождений неминуемо происходят изменения параметров и свойств извлекаемых флюидов и пластов (см. таблицу), остаточных запасов нефти, состояния нефтепромыслового оборудования и объектов разработки на многопластовых месторождениях. Эти факторы определяют необходимость периодической реконструкции системы поддержания пластового давления (ППД) заводнением. Нами с учетом результатов прогнозирования на основе созданных постоянно действующих геолого-технологических моделей были выработаны принципы реконструкции системы ППД нефтяных месторождений, находящихся на завершающей стадии эксплуатации. В результате исследований сформулированы следующие основные принципы реконструкции системы ППД, на основе которых создана соответствующая Концепция ОАО «Татнефть» на ближайший период:

- группирование скважин по коллекторским свойствам пластов;
- учет остаточных запасов нефти по объектам и дебитов реагирующих скважин;
- адресность закачки, которая достигается разукрупнением кустовых насосных станций (КНС), выносом КНС и блока гребенок (БГ) к нагнетательным скважинам; использованием индивидуальных насосов для группы или индивидуальных скважин; периодическим отключением высокоприемистых скважин при закачке в низкоприемистые и наоборот;
- максимальное использование низконапорной системы водоводов;
- индивидуализация тонкой очистки воды в зависимости от коллекторских свойств пластов;

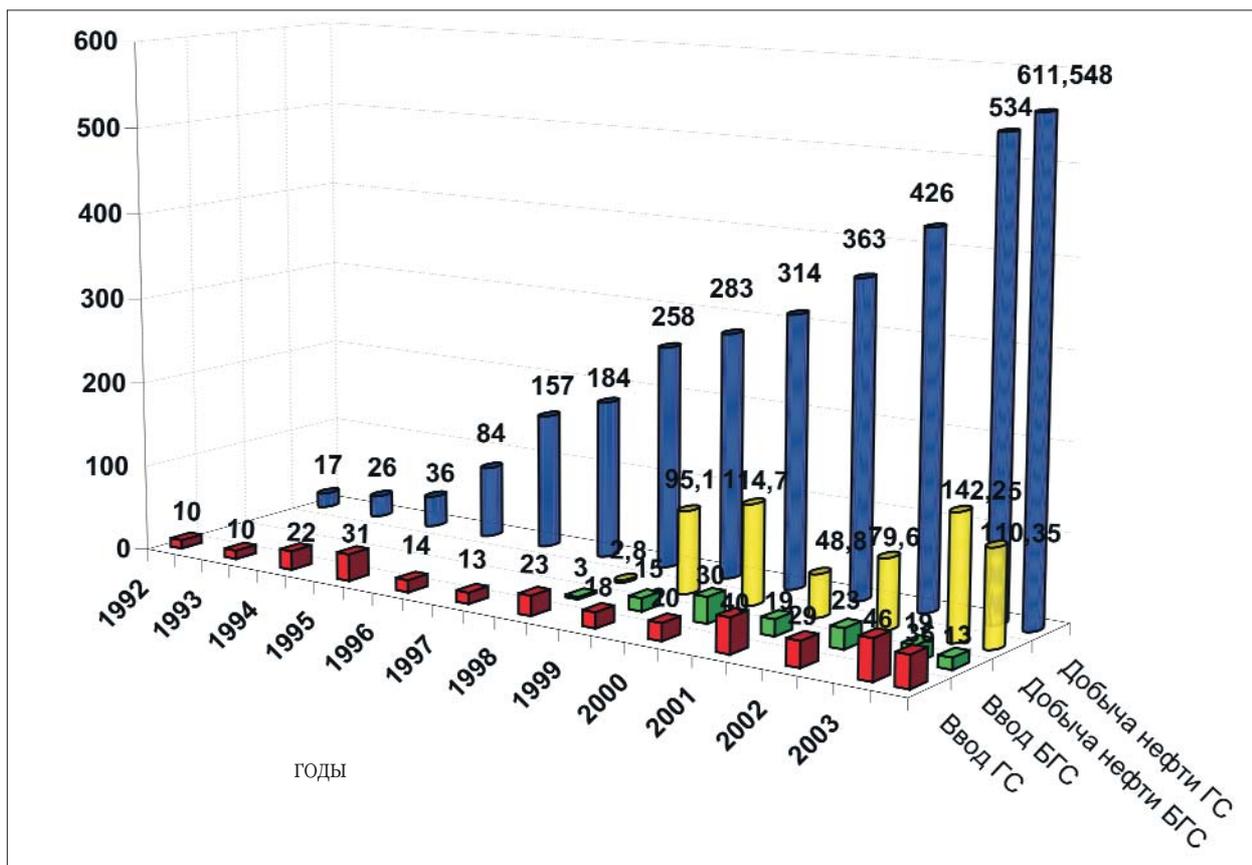


Рис. 16. Динамика показателей применения горизонтальной технологии

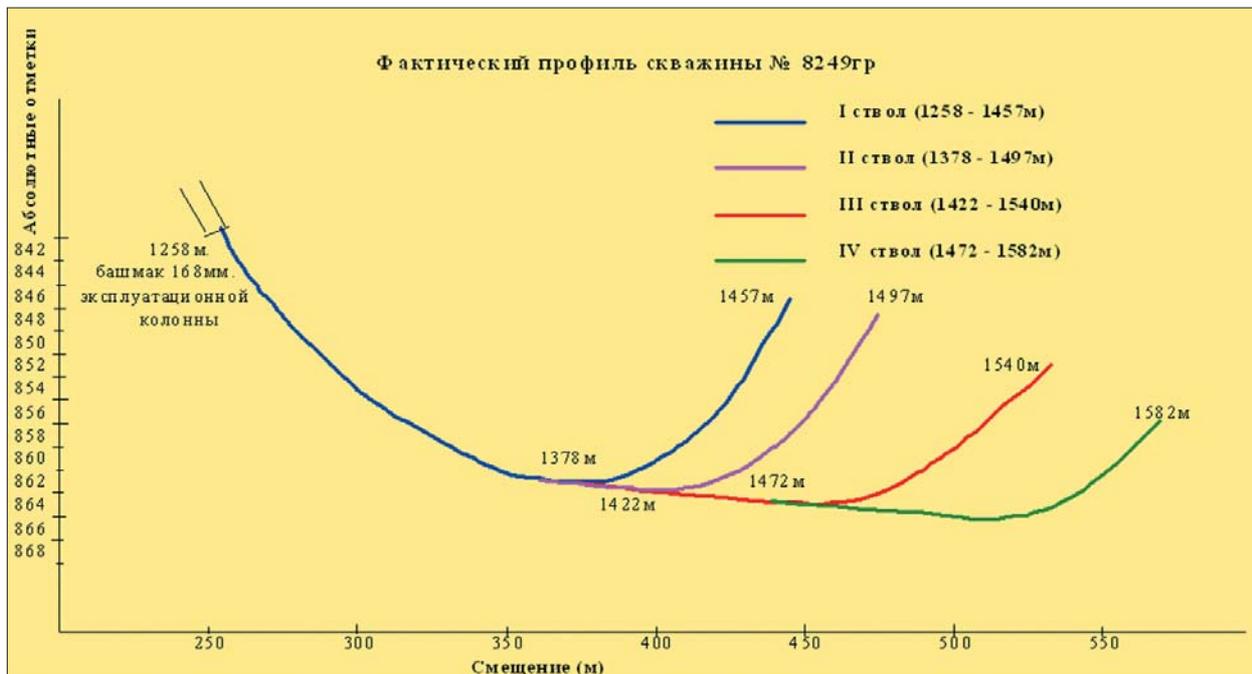


Рис. 17. Профиль четырехствольной скв. 8249гр

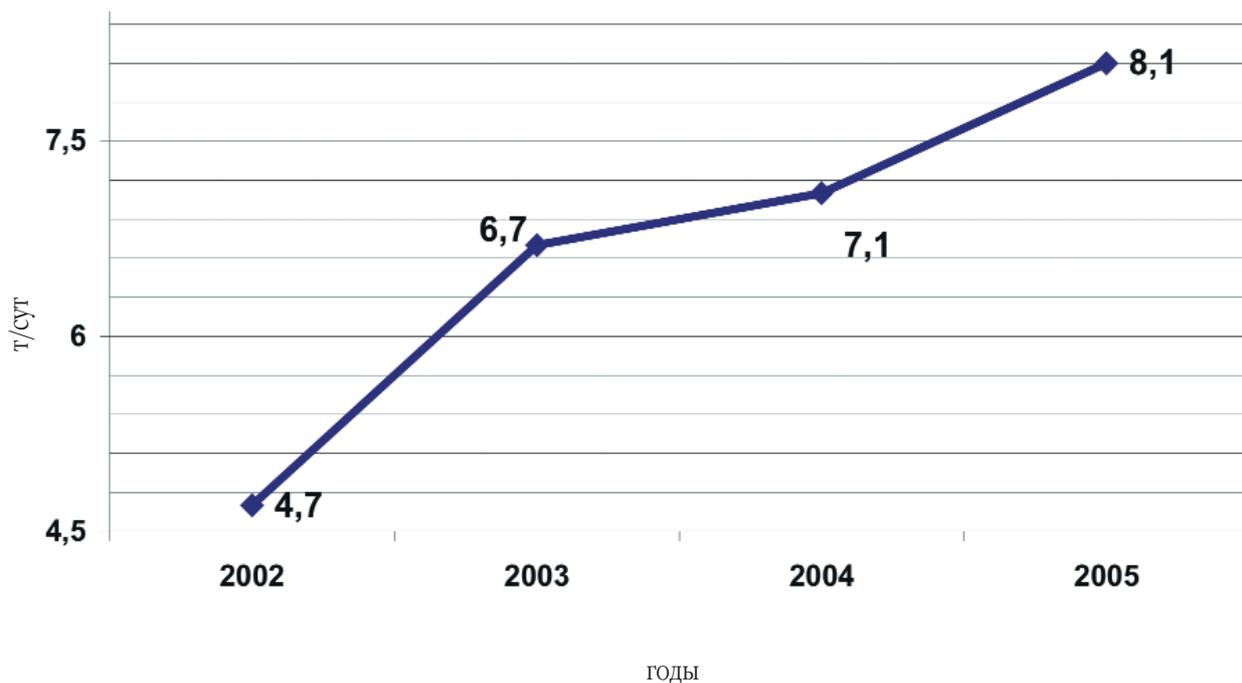


Рис. 18. Динамика дебита скважин ОАО «Татнефть», пробуренных по новым технологиям

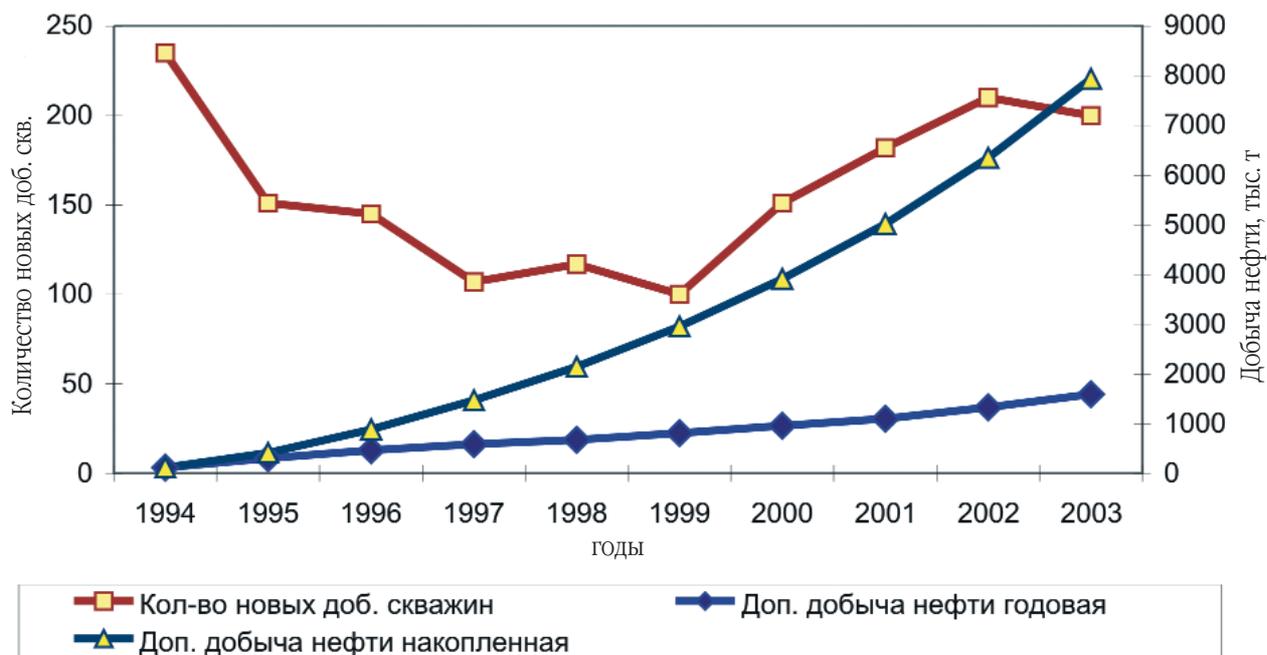


Рис. 19. Дополнительная добыча нефти из скважин, пробуренных в 1994-2003 гг.

- очистка призабойной зоны методом динамического излива из низкоприемистых в высокоприемистые скважины;
- учет технического состояния нагнетательных скважин и водоводов.

Разработанные принципы легли в основу реализующихся в настоящее время проектов реконструкции систем ППД Ромашкинского и других месторождений ОАО «Татнефть».

#### 2.4. Реконструкция системы нефтесбора

Проблемой нефтегазодобывающей отрасли являются аварии промышленных трубопроводов. В старых нефтедобывающих районах существует разветвленная сеть трубопроводов, надежность которых ежегодно снижается.

Подобные проблемы существовали и в ОАО «Татнефть». Необходимость оптимизации системы нефтесбора в ОАО «Татнефть» была вызвана следующими основными причинами:

1. Изношенностью коммуникаций и нефтепромыслового оборудования.
2. Сложившейся системой нефтесбора большой протяженности.
3. Повышением требований к экологической безопасности трубопроводных коммуникаций при одновременном изменении физико-химических характеристик продукции скважин в сторону увеличения агрессивности (повышении доли высокосернистой нефти, обводненности, появлении сероводорода из-за сульфатредукции).
4. Значительным снижением остаточных извлекаемых запасов и уменьшением объемов добываемой нефти и жидкости.
5. Необходимостью модернизации систем телемеханики и телеметрии.
6. Отсутствием замеряемости продукции малодебитных скважин и отсутствием индивидуального замера скважин, работающих в одну выкидную линию.
7. Отсутствием достаточно полных систем контроля и управления работой скважины.

Для обоснования необходимости реконструкции и определения приоритетности вывода объектов системы промышленного нефтесбора на реконструкцию нами были определены следующие группы показателей:

1. Группа технико-технологических показателей – оценка технического состояния системы сбора нефти и газа, выбор вида ремонта или реконструкции должны проводиться на основе результатов комплексных обследований.
2. Группа геолого-эксплуатационных показателей – учет геологического и эксплуатационного состояния объектов разработки, остаточные извлекаемые запасы нефти, темп разработки, состояние эксплуатационной колонны (количество нарушений эксплуатационной колонны определяет срок службы скважины, необходимость бурения скважины-дублера, второго ствола либо ее ремонта).
3. Группа экологических показателей учитывает близость водоохраных зон, лесов первой группы, болот, населенных пунктов.

4. Группа экономических показателей включает:

- гарантированный экономический эффект от проведения реконструкции системы нефтесбора, возникающий за счет экономии капитальных и эксплуатационных затрат;
- эффективность инвестиционного проекта по реконструкции системы нефтесбора.

Для эффективного решения этой сложной научно-проектной задачи специалистами ТатНИПИнефть разработана интегрированная с геоинформационными системами (ГИС) экспертно-аналитическая система оптимизации системы нефтесбора ОАО «Татнефть».

Результаты масштабных работ в области реконструкции коммуникационных систем ОАО «Татнефть» представлены на рис. 20-22. На рис. 20 представлено интегрирование ГИС – системы для выбора оптимальной трассы системы нефтесбора, на рис. 21 – динамика удельной порывности, а на рис. 22 – сокращение протяженности и затрат на реконструкцию системы нефтесбора по ОАО «Татнефть», как результат наших работ по оптимизации.

### **3. Экономико-правовое обеспечение**

Экономическая служба института вела и ведет большую работу по созданию экономической базы под принятие правовых решений в области разработки и реализации методических основ налогового стимулирования в режиме дифференцированного налогообложения добычи полезных ископаемых. Нами в последнее десятилетие была создана и применялась в Республике Татарстан до 2001 г. стройная система налогового стимулирования применения МУН, эксплуатации малорентабельного фонда, были подготовлены методические основы разработки новых месторождений на основе соглашений о разделе продукции. Много сил было приложено в годы критически низких цен на нефть к обоснованию режима СРП для Ромашкинского месторождения. В настоящее время наши разработки легли в основу расчетов Министерств Российской Федерации шкалы дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых, которые представлены в Правительство РФ и будут рассмотрены в течение 2006 г. В этой методике широко использованы результаты наших исследований по эффективности эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки. Большая работа ведется нашими специалистами и по обоснованию налогового стимулирования разработки запасов природных битумов в республике.

### **4. Развитие интеграционно-диверсификационных решений**

В области территориальной диверсификации наши работы связаны с политикой ОАО «Татнефть» по развитию ресурсной базы и базы добычи нефти, газа и газового конденсата в регионах Российской Федерации: Самарской, Оренбургской, Ульяновской областях, Республике Калмыкия, Ненецком автономном округе. Кроме того, активно ведется работа в ближнем и дальнем зарубежье как по ресурсным направ-

лениям, так и по продвижению нашей техники и технологий в таких странах, как Казахстан, Иран, Сирия, Ливия, Оман, Вьетнам, Китай и ряде других.

Ведутся активные работы с рядом западных компаний по совместному продвижению наших технологий на мировом рынке нефтяного оборудования.

Различные аспекты развития нефтеперерабатывающего комплекса ОАО «Татнефть» постоянно находятся в центре внимания как научных подразделений, так и проектировщиков института. Нами проводились и ведутся работы по развитию нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов ОАО «Татнефть» в плане схем подачи сырья и по технико-экономической оценке вариантов переработки продукции как на собственных мощностях, так и на совместном с украинскими партнерами предприятии «УкрТатнафта».

Институт разработал технико-экономические основы, а в ряде случаев и сам стал базой для создания ОАО «Татнефть» таких предприятий, как ЗАО «Татекс», ЗАО «Татойлгаз», ЗАО «Татольпетро», НПУ «ЗНОК и ППД», НПО «Горизонт».

## 5. Проектирование промышленного строительства

В проектной части института впервые на юго-востоке республики внедрена система менеджмента качества на основе международного стандарта ИСО 9001:2000 в следующих областях: выполнение инженерных изысканий и разработка проектной документации для объектов нефтяной отрасли и строительства предприятий, зданий и сооружений производственного и жилищно-гражданского назначения. Аудиторами всемирно признанного органа сертификации – TUV CERT (Германия) – был отмечен высокий уровень подготовки системы качества проектной части института. Освоена система автоматизированного проектирования на самой современной в мире базе – программных продуктах фирм Bentley и CAD House, позволившая резко ускорить выпуск проектных решений для промышленных и гражданских объектов.

В целом, суммируя результаты развития нефтяной промышленности республики за последнее десятилетие, можно отметить, что наши общие с производителями достижения на объектах ОАО «Татнефть» позволили обеспечить базу для активной работы с новыми независимыми компаниями республики, что стало локомотивом их бурного развития (рис. 23, 24).

Высокий научно-технический потенциал и богатый опыт ученых и специалистов, накопленный за 50 лет, а также новые разработки, широко представленные в настоящем сборнике, не смогли бы столь ярко проявиться без постоянной поддержки и высокой требовательности руководства и высококлассного коллектива специалистов ОАО «Татнефть». Все это является гарантом современного уровня решения научных и проектно-технических задач комплексного освоения нефтяных месторождений любой сложности в различных горно-геологических условиях. Ученые и специалисты своим трудом создали институту имя, узнаваемое нефтяниками не только в России, но и за рубежом.

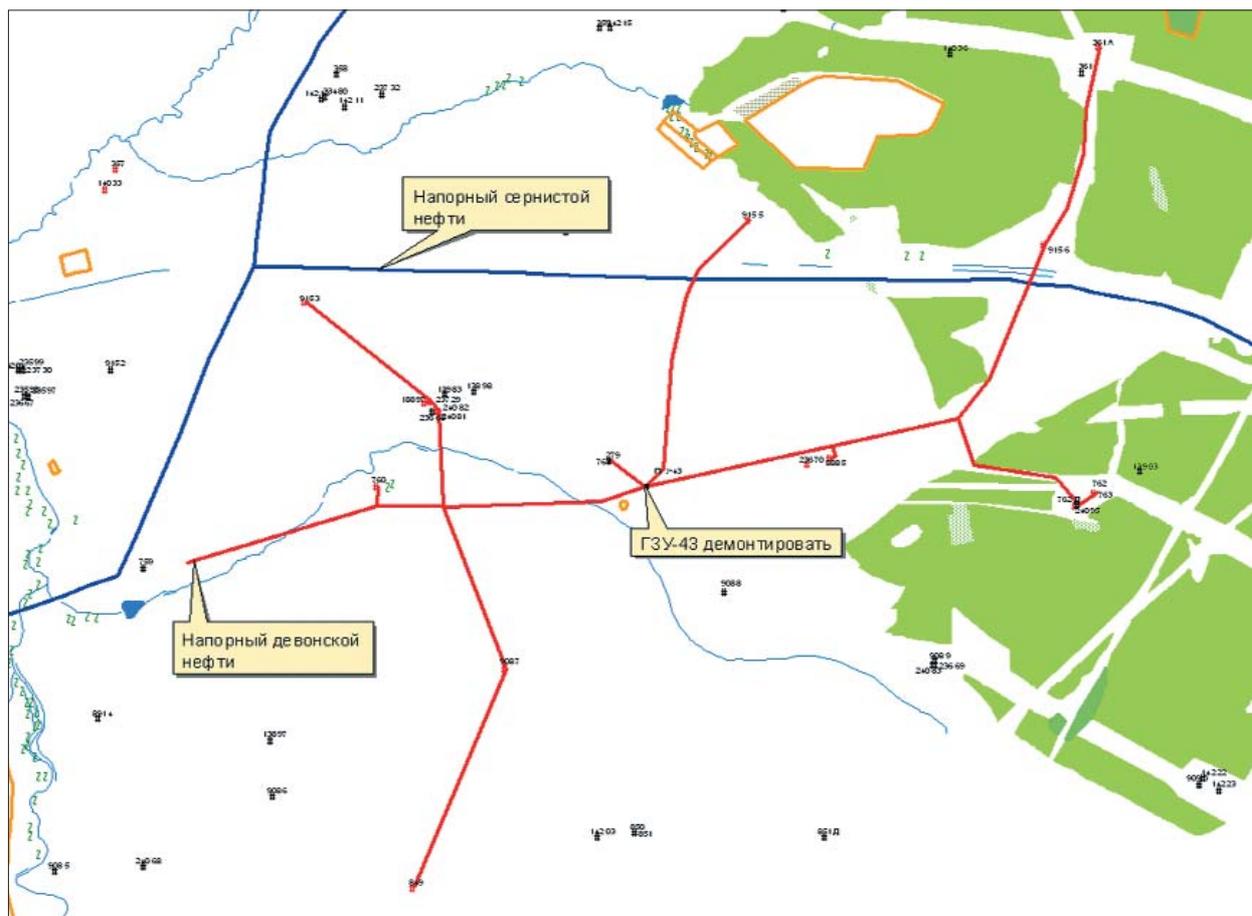


Рис. 20. Интегрированная ГИС-система для выбора оптимальной трассы системы нефтесбора

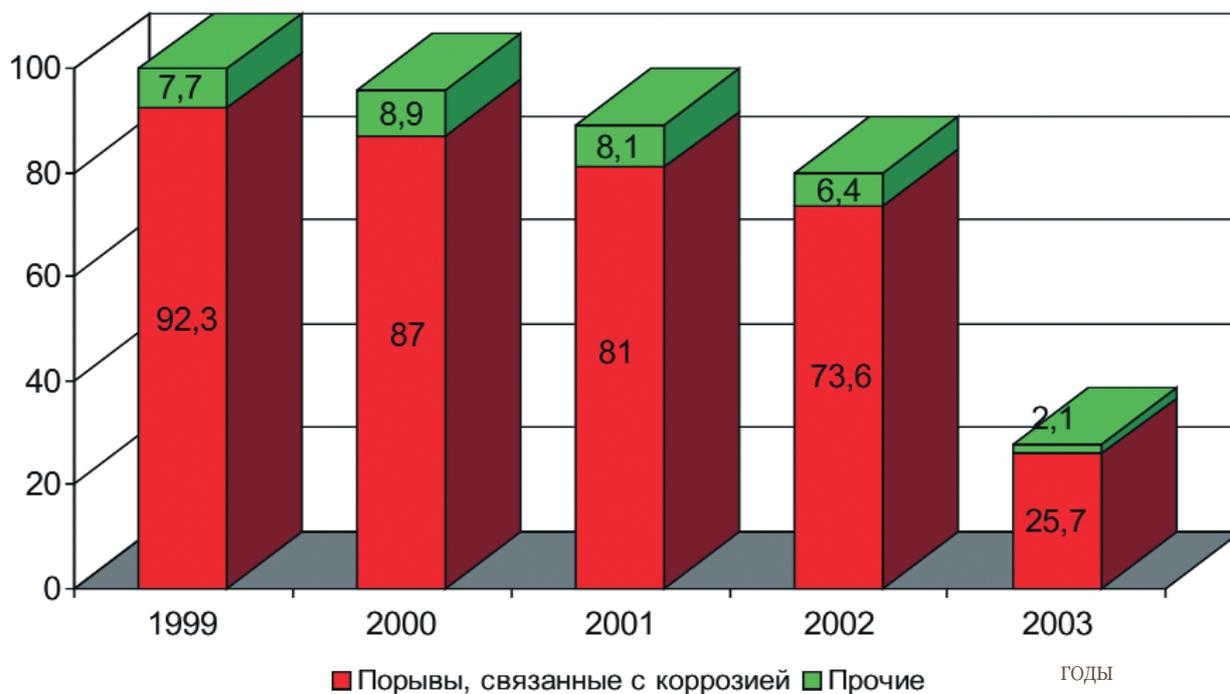


Рис. 21. Порывистость системы нефтесбора ОАО «Татнефть», % (на 01.07.2003 г.)

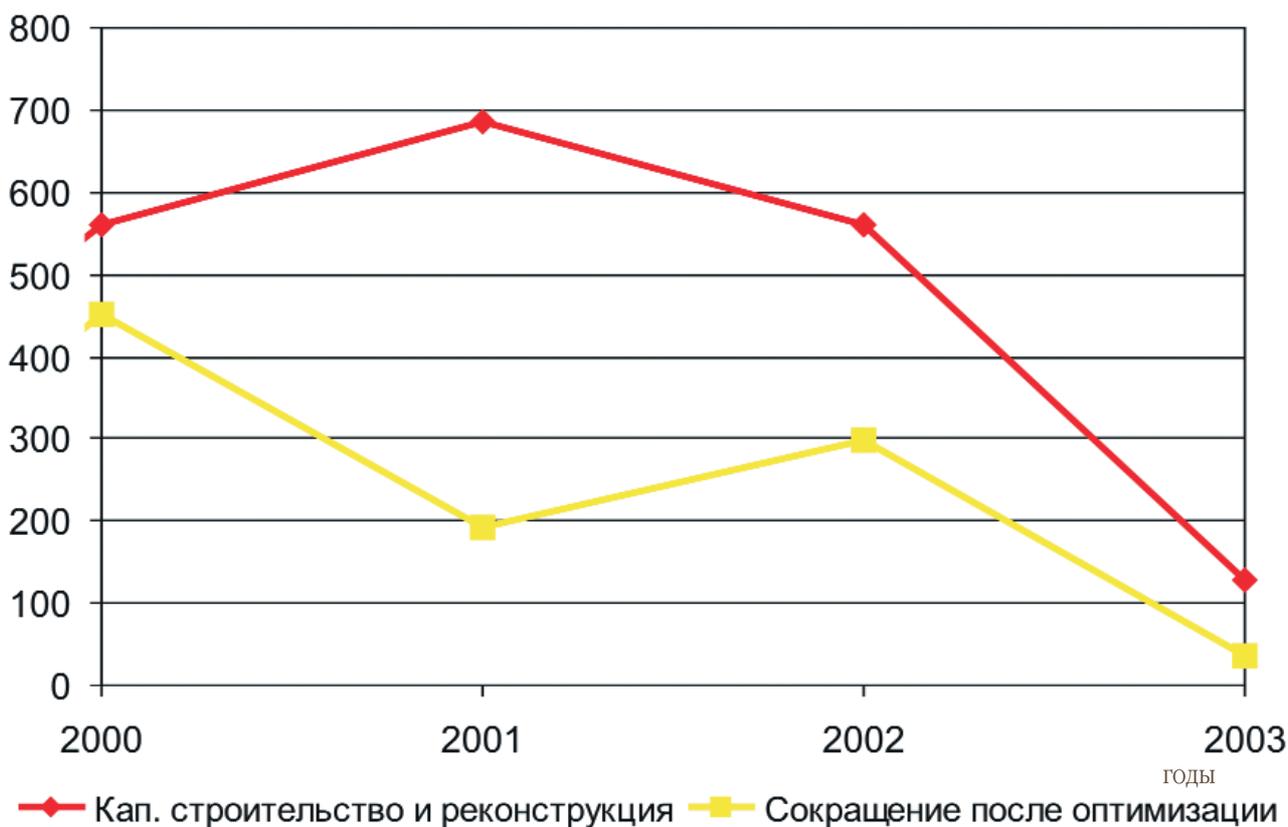


Рис. 22. Результаты оптимизации системы нефтесбора ОАО «Татнефть», км (на 01.06.2003 г.)

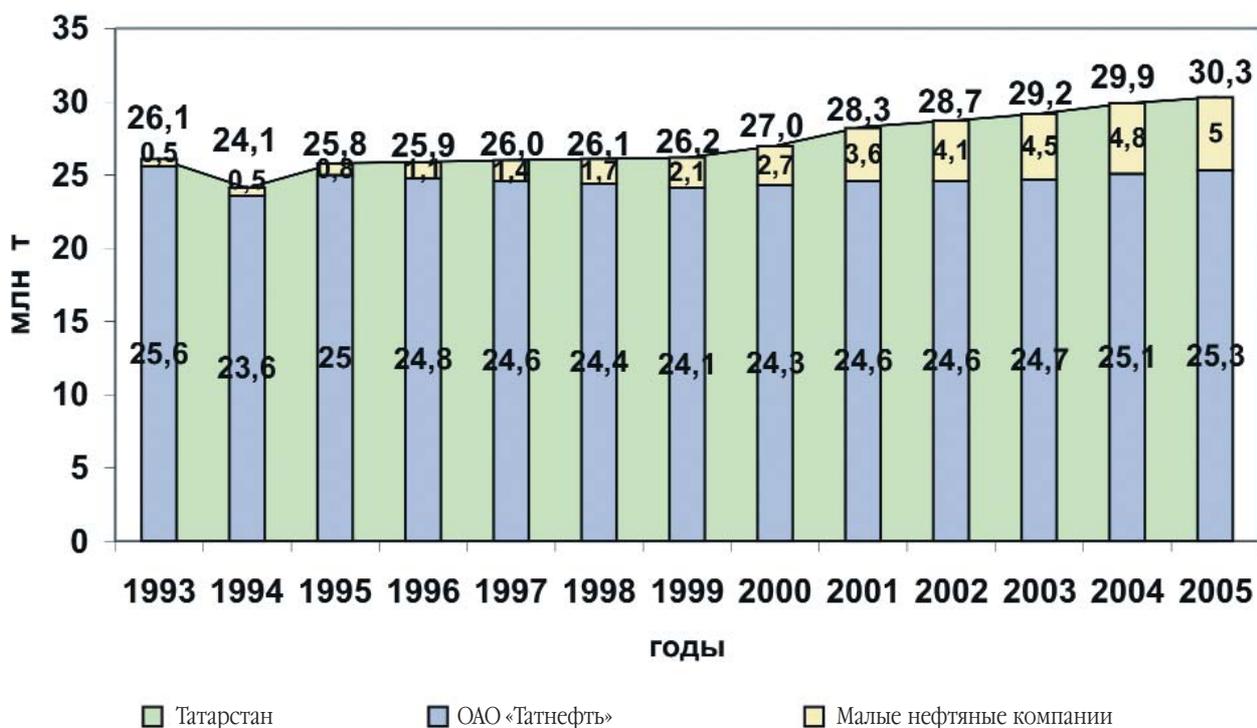


Рис. 23. Динамика добычи нефти по Республике Татарстан за 1993-2005 гг. (млн т)

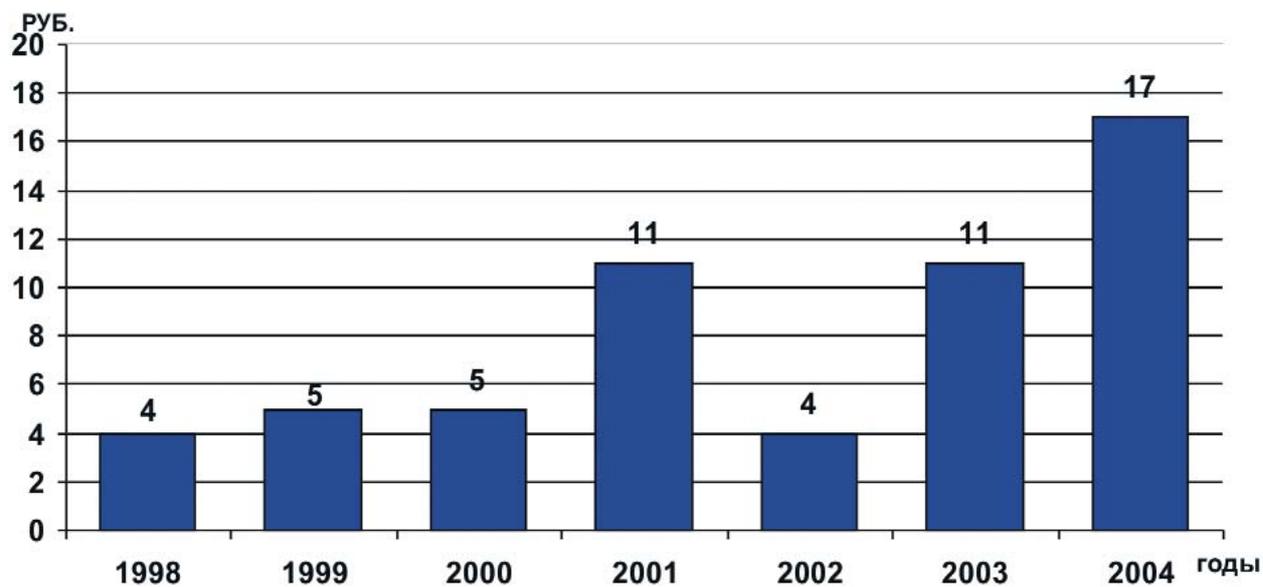


Рис. 24. План внедрения новых разработок (прибыль на 1 рубль затрат)

# Геология нефтяных месторождений



## ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТАТНИПИНЕФТЬ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ

*Базаревская В.Г. (ТатНИПИнефть)*

**В**олго-Камский край издавна привлекал внимание различных предпринимателей и геологов своими интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в пермских отложениях. Еще в 1703 г. в первом номере газеты «Ведомости» было напечатано следующее сообщение: «Из Казани пишут. На реке Соку нашли много нефти...». Эта дата стала условной точкой отсчета почти 300-летней истории изучения нефтеносности Татарстана. Нефтепоисковые работы в пределах Урало-Поволжья в целом и в пределах Татарстана в частности можно условно разделить на четыре этапа, различавшихся методикой и техникой работ, эффективностью исследований и конечными геологическими результатами.

Первый этап (1703-1929 гг.) был наиболее длительным. Для него характерны: изучение поверхностных проявлений нефти, первый опыт ее добычи на естественных обнажениях на р. Кармалка, в бассейнах рек Сок и Шешма, у с. Сюкеево на Волге битуминозных пород и попытки найти промышленную нефть в пермских отложениях. Геологические исследования на начальном этапе носили рекогносцировочный и экспедиционный характер.

Систематическое изучение территории Татарстана начато в 1860 г. геологами Казанского университета. В 60-70-е годы XIX века пробурено несколько мелких нефтепоисковых скважин (Малакиенко, Шандор и др.), расположенных на востоке республики, вблизи селений Нижняя Кармалка, Шугурово и Сарабикулово. Наиболее глубокие из них (205-354 м) вскрыли нижнепермские известняки, но нефти не обнаружили.

Второй этап истории нефтепоисковых исследований в Татарстане (1930-1943 гг.) ознаменовался созданием научных основ методики геологораз-

дочных работ, поисками нефти в пермских слоях и выявлением промышленной нефтеносности в каменноугольных отложениях на Шугуровском поднятии.

На территории Татарстана целенаправленные исследования с нефтепоисковыми целями, ориентированные на изучение структурных условий залегания перспективных отложений, начаты в 1930 г. С этого времени они не прекращались, а развивались. Широкое развитие геологоразведочных работ связано с созданием в 1939 г. треста «Татнефтегазразведка», что позволило сосредоточить в одних руках разрозненные поисковые партии и организовать эффективную структуру управления нефтепоисковыми исследованиями.

Первая глубокая нефтепоисковая скважина на территории Татарстана заложена на Булдырской структуре. Бурение начато трестом «Сызраньнефть» в 1939 г. и продолжено в 1940 г. «Татгеолтрестом».

Открытие промышленной нефти в средне- и нижнекаменноугольных отложениях на Шугуровском поднятии, расположенном на центральном участке Сокско-Шешминских дислокаций с интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в верхах уфимского яруса, блестяще подтвердило правоту многих прогрессивных геологов, связывавших присутствие нефти в пермских отложениях с глубокозалегавшими каменноугольными и девонскими горизонтами. Это знаменательное событие положило начало развитию нефтедобывающей промышленности республики и подтвердило перспективность дальнейших поисков нефти.

Третий этап нефтепоисковых работ (1944-1971 гг.) оказался исключительно плодотворным и самым успешным периодом деятельности нефте-разведчиков и ознаменовался открытием Бавлин-

ского месторождения, а скв. 3 доказала промышленную нефтеносность девонских терригенных отложений на Ромашкинской структуре, выявленной по пермским и каменноугольным опорным слоям.

Сегодня можно без преувеличения утверждать, что открытие Ромашкинского месторождения стало историческим событием в развитии нефтяной отрасли всей страны и положило начало новому этапу поисково-разведочных работ, обеспечивавших форсированную подготовку промышленных запасов нефти и бурный рост нефтедобычи в Республике Татарстан.

Уже вскоре после открытия Ромашкинского месторождения глубокое поисковое бурение переместилось с центральной части Южно-Татарского свода на его склоны. Первым введен в разведку западный склон, где в 1950-1955 гг. пробурили 30 профильных и выбросных поисковых скважин. Наиболее крупный успех связан с открытием Ново-Елховского месторождения нефти – второго по величине после Ромашкинского.

В начале 50-х годов прошлого столетия в поисковую разведку введен восточный борт Мелекесской впадины, начиная с 1952 г. поисковое и разведочное бурение осуществлялось на северо-востоке Татарстана в Вятско-Камском районе.

Использование рациональных методических приемов поисков и разведки, направленных главным образом на выявление нефтеносности девонских терригенных отложений, и дифференцированный подход к разбурированию площадей обеспечили успешность работ. В течение третьего этапа открыто большинство девонских месторождений Татарстана, выявлено около 90% общего объема промышленных запасов нефти, установлены основные черты геологического строения и дана принципиальная оценка нефтеносности всей территории, включая запад республики. В результате создана мощная ресурсная база нефтедобывающего комплекса и обеспечена возможность быстрого наращивания добычи нефти.

Четвертый этап поисков и разведки нефти начался в 1972 г. и продолжается по настоящее время.

В 1956 г. в рамках ТатНИИ при участии заместителя директора по научной части в области геологии Михаила Васильевича Мальцева был создан геологический отдел, в состав которого входили три ла-

боратории: стратиграфии, палеонтологии и петрографии (руководитель Галина Петровна Батанова); физики пласта (Иван Фоканович Глумов); промышленной геологии (Нина Андреевна Мельникова). С 1957 по 1958 гг. руководил лабораторией нефтепромышленной геологии Сагдий Ахмадиевич Султанов, который в 1965 г. был назначен заместителем директора по научной работе в области геологии.

С 1960 по 1970 гг. научную работу в области геологии возглавляли Минадора Макаровна Иванова (1960-1962 гг.), Татьяна Евгеньевна Данилова (1962-1964 гг.), Ирек Маликович Акишев (1965-1969 гг.), Нурулла Гайнуллович Абдуллин (1970-1995 гг.), Ирина Андреевна Ларочкина (1995-2000 гг.).

Геологический отдел состоял из пяти лабораторий: стратиграфии и литологии (лаборатории в разные годы возглавляли талантливые ученые руководители Галина Петровна Батанова, Ирек Маликович Акишев, Нил Шахиджанович Хайретдинов); поисков и разведки нефтяных месторождений (Ахтям Рахматуллович Кинзикеев, Нурулла Гайнуллович Абдуллин); промышленной геологии (Игорь Павлович Чоловский, Владимир Леонидович Коцюбинский); гидрогеологических исследований (Василий Герасимович Герасимов); подсчета запасов (Леонид Федорович Дементьев, Владимир Александрович Бадьянов).

По мере накопления геолого-геофизической и промышленной информации в этот период круг вопросов и проблем, решаемых геологической службой ТатНИПИнефть, расширялся – в период с 1962 г. создана лаборатория геофизических методов исследований (руководитель Борис Михайлович Орлинский), топогеодезический сектор.

В 1964 г. численность отдела составляла 171 человек, геологический отдел состоял из 5 лабораторий и, в связи с расширением круга решаемых задач, дополнительно были организованы секторы: девонских отложений; перспектив нефтеносности терригенных пород; каменноугольных отложений; изучения свойств пород геофизическими и физическими методами и др.

В 1972 г. на базе геологического отдела образовали два отдела: отдел поисковой и разведочной геологии (Нурулла Гайнуллович Абдуллин) и отдел промышленной геологии (Юрий Сергеевич Порман).

В состав отдела поисковой и разведочной геологии входили 6 секторов: перспектив нефтеносности

карбонатных отложений и оценки потенциальных ресурсов (руководитель Вячеслав Сергеевич Суетенков); гидрогеологии (Борис Васильевич Анисимов); геологии битумов (Ирек Маликович Акишев); топогеодезический (Николай Николаевич Ситников); изучения геологического строения и нефтеносности кристаллического фундамента (В.А. Лобов); методики геолого-геофизических исследований (А.Г. Салихов)

В 1982 г. в отделе были созданы секторы: обоснования направлений и объемов поисково-разведочных работ (заведующий сектором Сергей Николаевич Мельников); составления проектов поисково-разведочных работ (Искра Константиновна Байдова).

В 1987 г. отдел поисковой и разведочной геологии был реорганизован, на его основе созданы два отдела: отдел поисковой и разведочной геологии (Н.Г. Абдуллин) и отдел битумов (И.М. Акишев)

В 1992 г. отдел поисковой и разведочной геологии состоял из трех лабораторий: обоснования направлений и объемов поисково-разведочных работ (руководитель Ирина Андреевна Ларочкина); перспектив нефтеносности карбонатных отложений и оценки потенциальных ресурсов (Виктор Алексеевич Савельев); методики и поисков нефтяных месторождений (Петр Александрович Шалин).

В 1997 г. после реорганизации отдел ПиРГ (заведующая отделом И.А. Ларочкина) переименовали в отдел промысловой и разведочной геологии, так как в его состав вошли отдел промысловой геологии и лаборатория гидрогеологических исследований.

Начиная с февраля 2000 г. и по настоящее время руководит отделом поисковой и разведочной геологии Венера Гильмияхметовна Базаревская.

В 2001 г. отдел стал именоваться отделом поисковой и разведочной геологии.

В настоящее время в отделе работают 29 человек. Отдел поисковой и разведочной геологии включает в свой состав 5 секторов: обоснования направлений геолого-поисковых работ на разведочных площадях (заведующая сектором Татьяна Ивановна Тарасова); оценки нефтеносности разрабатываемых месторождений (Рамзия Ренатовна Тимергалеева); геологического анализа полевой геофизической информации (Марат Анисович Шавалиев); автоматизации геологоразведочных работ (Александр Николаевич Мартынов); учета и анализа структуры запасов нефти (Валентина Ивановна Ситникова).

На первом этапе с 1956 г. сотрудниками геологической службы проводилась работа по детальному расчленению терригенных отложений бобриковского и тульского горизонтов нижнекаменноугольного комплекса Бавлинского месторождения, изучались строение и основные этапы формирования Бавлинской структуры и перспективы нефтеносности, был проведен подсчет запасов нефти.

В 60-х годах XX века в отделе проводилась работа по изучению детального строения и перспектив нефтеносности пашийского горизонта верхнедевонского комплекса в пределах Бавлинского, Ромашкинского и Бондюжского месторождений; зон распространения кыновских отложений на территории северо-востока Татарии (И.К. Байдова, Т.Е. Данилова); неоднородности карбонатных пластов (на примере турнейских известняков Бавлинского месторождения) (Г.Н. Гурьянов и Н.М. Свихнушин); проблем влияния глинистых покрышек на сохранность залежей нефти в живетских отложениях юго-востока Татарии.

Герасимов Б.В. занимался изучением роли подземных вод в миграции нефти, формировании и разрушении нефтяных залежей.

В 70-х годах XX века в геологическом отделе начались работы по изучению геологического строения и распространения природных битуминозных пород пермской системы, изучалось строение пермских отложений Мелекесской впадины, проведен подсчет запасов битумов.

Продолжались работы по изучению строения и перспектив нефтеносности отложений девонской и каменноугольной систем. В результате работ выделены более 300 перспективных объектов в этих отложениях.

В образовавшемся в 1972 г. отделе поисковой и разведочной геологии продолжались детальные исследования всего разреза палеозойских отложений, рифейско-вендских толщ и пород кристаллического фундамента с целью изучения геологического строения, оценки перспектив нефтеносности и битуминозности, определения эффективных направлений геологоразведочных работ.

Совместно с геологами объединения «Татнефть» и треста «Татнефтегеофизика» были разработаны и внедрены эффективные методы доразведки многопластовых месторождений Татарии, в результате чего было сэкономлено 608 тыс. м разведочного

метража, экономический эффект от внедрения этих методов составил 66,7 млн рублей и получен большой прирост запасов нефти на разрабатываемых месторождениях Татарии.

Успешно решались задачи по выявлению новых структур, залежей и месторождений.

Выявлены новые залежи нефти в каменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения, открыты новые нефтяные месторождения, такие как Вишнево-Полянское, Енорускинское и Черемуховское.

При участии специалистов отдела поисковой и разведочной геологии опубликованы 2 монографии: «Геологическое строение и нефтеносность Восточной Татарии» (1974 г.) и «Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области».

Под руководством высококлассных специалистов были выполнены исследовательские работы, защищены более 200 тем, в которых рассматриваются тектоника, нефтеносность, строение и типы залежей нефтяных месторождений, перспективы нефтеносности отложений палеозоя, рифейско-вендских образований и пород кристаллического фундамента, закономерности размещения, условия формирования залежей нефти Татарской АССР, направление и объемы геологоразведочных работ.

В дальнейшем объем решаемых в отделе проблем и задач возрос.

Кроме изучения геологического строения, перспектив нефтеносности терригенных и карбонатных девонских и каменноугольных отложений, рифейско-вендского комплекса и пород кристаллического фундамента по всей территории Татарстана, изучались закономерности размещения и условия формирования неантиклинальных ловушек нефти, составлялись проекты и комплексные проекты геологоразведочных работ на год, пятилетку, производился подсчет прогнозных запасов и перспективных ресурсов нефти, определялись наиболее эффективные направления ГРП на дальнюю перспективу; проводились авторские надзоры за внедрением комплексных проектов ГРП; совершенствовались методики геологоразведочных работ.

Результаты проведенных исследований были успешно внедрены в ОАО «Татнефть», ИГиРГИ, на тер-

ритории Удмуртии; были открыты многочисленные залежи нефти и месторождения, приращены промышленные запасы нефти и сэкономлены объемы поискового разведочного бурения как на разведочных площадях, так и на эксплуатационных.

В 90-х годах продолжались работы по уточнению геологического строения залежей нефти Черемшано-Ямашинской зоны, изучались ранневизейские «врезы» юго-востока Татарии и их влияние на условия залегания нефти в радаевско-бобриковских отложениях, составлялись обоснования направлений поисково-разведочных работ на южном и восточном склонах Южно-Татарского свода, решались проблемы по выявлению реологических ловушек нефти.

В настоящее время работа отдела поисковой и разведочной геологии ТатНИПИнефть ведется в следующих направлениях:

- изучение перспектив нефтеносности локально нефтеносных горизонтов как на Ромашкинском месторождении, так и на территории РТ;
- создание базы данных по скважинам и оцифровка фактического материала. В отделе создана база данных по карбонатным отложениям семилукского и мендымского горизонтов (более 8 тысяч скважин), включающая в себя стратиграфические разбивки по горизонтам и пластам, показания НТК, ГК, ИК, БК, ПС и КС в пластах, позволяющие оценить коллекторские характеристики пластов;
- выбор объектов для постановки поисково-разведочного бурения как на территории РТ, так и за ее пределами: подготовка обоснований на заложение скважин, включающих в себя расчеты по топографической привязке координат, оцифрованные каротажные диаграммы соседних скважин с разбивкой и выделением продуктивной части разреза, выкопировки структурных и сейсмических карт по основным отражающим горизонтам, результаты опробований соседних скважин, оценка ресурсной базы;
- оценка запасов и ресурсов УВ потенциала и рекомендации по ГРП.

К настоящему периоду отделом дано обоснование на бурение более 150 поисково-разведочных скважин на 2000-2005 гг. на разведочных площадях и месторождениях Татарстана, на сопредельных территориях – более 35 обоснований, в том числе: по

республике Калмыкия – 4, Оренбургской области – 7, Ульяновской области – 8, Самарской области – 8 и по Ненецкому Автономному округу – 8.

Работы, выполняемые в отделе, направлены на обеспечение устойчивого развития нефтедобывающего комплекса Татарстана. Основным направлением поисково-разведочных работ геологической службы ТатНИПИнефть являются работы, направленные на получение дополнительного прироста запасов и ресурсов нефти. Проблемы, решаемые отделом поисковой и разведочной геологии, связаны в последние годы не только с территорией Республики Татарстан, но и с Россией и дальним зарубежьем:

- изучение геологического строения и оценка перспектив нефтеносности объектов по РТ, сопредельным с РТ территориям и России (территории Самарской, Астраханской, Архангельской, Саратовской, Волгоградской, Оренбургской, Иркутской, Тюменской областей, республик Чувашия, Удмуртия, Ханты–Мансийского округа, Ненецкого Автономного округа и т.д.), дальнего зарубежья (Ирака, Ирана, Сирии и Ливии);

- анализ всего комплекса информации по конкретным участкам (областям) и выбор оптимального комплекса и объемов геологоразведочных работ на нефть и газ с выдачей рекомендаций на бурение поисково-разведочных скважин с регламентом на проведение наиболее информативного комплекса ГИС для конкретных типов разрезов;

- внедрение новейших геолого-геофизических и геохимических методов для локализации перспективных участков и последующей постановки на них глубокого поисково-разведочного бурения. При проектировании ГРП в качестве таких методов используются НВСП, СЛБО, ГГХМ, атмогеохимия;

- выбор первоочередных поисковых объектов (структур), ранжирование их по степени значимости, разработка приоритетных направлений ГРП;

- составление отчетных балансов запасов нефти по ОАО «Татнефть» и малым компаниям;

- разработка методических приемов поисков и разведки залежей нефти в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте, направленных на выделение новых перспективных объектов;

- изучение геологической ситуации, анализ геолого-геофизической и геохимической информации и моделирование осадочных бассейнов с целью оценки нефтегазоносности территорий.

Приведенный выше обзор истории открытия, разведки и доразведки нефтяных месторождений на территории Республики Татарстан свидетельствует о самых крупных успехах, когда-либо выпадавших на долю одного нефтяного района страны. Неоценимый вклад в освоение нефтяных богатств республики внесли геологи треста «Татнефтегазразведка», ОАО «Татнефть», ОАО «Татнефтегеофизика», ТатНИПИнефть и их структурных подразделений.

Большое значение в обосновании и развитии поисковых и разведочных работ имели научные исследования, проведенные региональными и центральными организациями. Значительная роль в изучении геологии и нефтеносности Татарстана принадлежит Казанскому университету, ТатНИПИнефть, тематическим группам треста «Татнефтегазразведка», ВНИГРИ, ВНИГНИ, Институту геологии и разведки горючих ископаемых (ИГиРГИ) и другим организациям. Теоретические представления о геологическом строении исследуемых площадей, типах структур, условиях формирования и размещения залежей способствовали успеху геологоразведочных работ.

## ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА В ОАО «ТАТНЕФТЬ»: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА

*Губайдуллин А.А., Юдинцев Е.А. (ООО «Наука»),  
Мусин К.М. (ТатНИПИнефть)*

**К**ак известно, в основе изучения и анализа геологического строения месторождений и условий залегания нефти лежат исследования по изучению физико-литологических свойств пород продуктивных горизонтов по данным анализа керна. Вопросам изучения физико-литологических свойств пород продуктивных горизонтов девона и карбона Республики Татарстан по керну в ОАО «Татнефть» постоянно уделялось и уделяется повышенное внимание на всех этапах геологоразведочных работ (ГРР).

В ТатНИПИнефть эти исследования были организованы с первого дня основания института и неразрывно связаны как с вводом в активную разработку залежей нефти в пашийском продуктивном горизонте Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского и Бондюжского месторождений, так и с задачами поиска и разведки новых залежей нефти на эксплуатационных землях Республики Татарстан. На поисково-разведочных землях Татарстана аналогичные исследования проводились в тематических партиях Казанской геологической экспедиции треста «Татнефтегазразведка» под руководством Г.А. Львова, Е.Е. Иванова, И.А. Антропова, Г.И. Мартыненко, А.К. Шельновой, Л.А. Клейн, С.Е. Войтовича, Ф.С. Ковалевского, С.В. Макаровой и др. Первые исследования в ТатНИПИнефть, выполненные за период с 1956 по 1970 гг., в области изучения физико-литологических свойств пород продуктивных горизонтов проводились в лаборатории физики пласта под руководством И.Ф. Глумова, где выполнялись сравнительно небольшие объемы определений коллекторских свойств пород, коэффициента вытеснения нефти водой и с добавками различного рода реагентов, а также и в лаборатории стратиграфии и литологии под руководством Г.П. Батановой, где Т.Е. Дани-

ловой, Г.Я. Даниловым, В.А. Регушем, Ф.С. Гурьяновой, Е.А. Козиной, Н.А. Кузнецовой, А.А. Губайдуллиным и др. изучались литолого-петрографическая характеристика пород девона и карбона, химический состав карбонатных пород, гранулометрический состав терригенных коллекторов и минералогия перекрывающих их глинистых пачек по методике окрашивания глин. На стыке промысловой геофизики и исследований керна работали Н.М. Свихнушин, Д.А. Шапиро и Н.Ш. Хайрединов.

В начале 70-х годов прошлого столетия организация работ по изучению физико-литологических свойств пород по керну в ТатНИПИнефть претерпела существенное изменение, что было связано с изменением объемов и направлений геологоразведочных работ на территории Республики Татарстан, особенно в связи с начавшимися широкомасштабными работами по до-разведке «верхних горизонтов» на эксплуатационных землях. Это было обусловлено как значительными объемами ежегодно отбираемого и поступающего на анализ керна, так и появившейся существенно новой информацией о характеристике терригенных и карбонатных коллекторов, слагающих продуктивные разрезы девона и карбона. Так, наряду с развитием традиционных коллекторов порового типа, для терригенных коллекторов было установлено широкое развитие глинистых и «рыхлых» разностей, а для карбонатных – порово-каверново-трещинных и трещинных разностей. Все это обусловило определенные трудности при количественной интерпретации методов ГИС, а также при обосновании кондиций коллекторов и характеристике их подсчетных и физико-гидродинамических параметров.

Для повышения информативности и достоверности оценок при подготовке подсчетных и физико-гидродинамических параметров пластов-коллекторов как

по данным изучения керна, так и методов ГИС решениями геологической службы ОАО «Татнефть» были модернизированы существовавшие структуры аналитических лабораторий ТатНИПИнефть и тематических партий треста «Татнефтегазразведка» по изучению физико-литологических свойств пород.

Основными задачами при этом, особенно для лабораторий ТатНИПИнефть, являлись:

1. Расширение комплекса аналитических методов изучения характеристик пород по керну с одновременным увеличением объемов и видов анализа.
2. Характеристика и дифференциация структуры емкостного пространства терригенных и карбонатных коллекторов.
3. Классификация коллекторов по их фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) с учетом вещественного состава и добычных возможностей для оценки их кондиционных пределов.
4. Петрофизическое обеспечение работ по уточнению и настройке количественных интерпретационных моделей методов ГИС.
5. Обоснование подсчетных и физико-гидродинамических параметров различных типов пород-коллекторов, а также физико-литологических моделей строения продуктивных горизонтов на различных этапах ГРП.
6. Физико-литологическое обеспечение практических задач геолого-промыслового направления, связанных с решением фильтрационных задач и совершенствованием разработки нефтяных месторождений.

Расширение комплекса аналитических методов изучения характеристик коллекторских свойств пород по керну было связано не только с расширением традиционных лабораторных методов, но и с широким внедрением в практику работ метода импульсного ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

Промышленное опробование метода ЯМР было проведено в ТатНИПИнефть на коллекторах различного типа ряда продуктивных горизонтов Ромашкинского, Ново-Елховского, Сабанчинского, Урустамакского, Бавлинского, Макаровского, Ямашинского и других месторождений Татарстана. Было установлено, что:

– основными достоинствами метода ЯМР, в отличие от традиционных лабораторных методов, являются возможность прямой индикации фазового состояния и степени подвижности флюидов в исследуемой породе, экспрессность анализа, особенно при определе-

нии параметров неэкстрагированного керна, неразрушаемость поровой поверхности исследуемого образца и получение в процессе единого цикла измерения информации о нефти-водонасыщенности, пористости, содержании остаточной водонасыщенности, эффективной пористости и проницаемости пород;

– средние подсчетные параметры терригенных и карбонатных пород-коллекторов продуктивных горизонтов изученных месторождений, подготовленные методом ЯМР, имеют хорошую сходимость с аналогичными параметрами, подготовленными лабораторными методами и ГИС.

В плане совершенствования методики оценки начальной нефтенасыщенности пород на предварительно экстрагированном керне большое внимание в ТатНИПИнефть уделялось вопросам отработки режимов центрифугирования пород, особенно с внедрением ОСТ 39-204-86, а также вопросам сравнительной оценки результатов определения остаточной водонасыщенности (Ков) пород методами капиллярметрии, центрифугирования и ЯМР. Было установлено, что наилучшие результаты при сопоставлении с данными капиллярметрии из различных вариантов дает метод центрифугирования с охлаждением, обеспечивающий давление вытеснения, равное 0,3 МПа для карбонатных и 0,175 МПа для терригенных пород Татарстана. Анализ результатов оценки Ков методами ЯМР и центрифугирования (по установленным режимам) показал, что средние значения, среднеквадратические отклонения и коэффициенты вариации средних очень близки между собой, что позволило более уверенно использовать данные метода ЯМР при обосновании средних подсчетных параметров пород.

В начале 90-х годов прошлого столетия в связи с необходимостью совершенствования численных методов решения гидродинамических задач разработки нефтяных месторождений, а также подготовки петрофизической информации для организации совместных предприятий с иностранными фирмами, привлечения зарубежных инвестиций объектами более углубленного изучения стали капиллярные давления, относительные фазовые проницаемости (ОФП) по воде и нефти, смачиваемость поверхности порового пространства пород. Так, в частности, по заказу ОАО «Татнефть» для аудиторской фирмы «Миллер и Лентс лтд» (США) были рассчитаны кривые ОФП для 16 продуктивных горизонтов большинства месторождений РТ. Подготовка этих данных стала возможна благодаря разработанной методике расчета по данным кривых капил-

лярных давлений (ККД) с использованием модели Вили-Гарднера. Программное обеспечение расчета ОФП, насыщенности пластов по превышению над ВНК для внедряемых в то время первых персональных компьютеров, а также для оценки гранулометрии и порометрии терригенных пород по шлифам на основе использования метода случайных секущих хорд было реализовано В.Н. Ахметовым.

В дальнейшем эти методики оценки физико-гидродинамических свойств коллекторов нашли широкое применение в работах по проектированию систем разработки залежей и месторождений нефти ОАО «Татнефть».

Большой объем работ был выполнен по анализу керна, отобранного при бурении с растворами на нефтяной основе, а также керна из промытых пластов. Результаты оценки неснижаемой остаточной нефтенасыщенности в керне из заводненных пластов позволили наиболее надежно обосновать зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости для Ромашкинского месторождения (1593 определений из 73 пласто-пересечений).

В связи с широким развитием в карбонатном разрезе девона и карбона сложнопостроенных коллекторов порово-каверново-трещинного и трещинного типа, особое внимание при обосновании кондиций этих коллекторов и их подсчетных параметров было уделено разработке методики дифференциации структуры их емкостного пространства по типам пустот (доля плотной матрицы, пор, каверн и трещин) и отдельной оценки их параметров для каждого емкостного типа коллектора на предварительно покрашенных петрографических аншлифах пород. Разработанная методика была успешно реализована при подсчете запасов нефти в верхнефаменских отложениях Зеленогорской и Сабанчинской залежей нефти, где за счет отдельного обоснования коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов в порах, кавернах и трещинах был получен прирост балансовых и извлекаемых запасов нефти. Данная методика успешно реализуется при физико-литологической характеристике неоднородности разрезов карбонатных продуктивных горизонтов с развитием сложнопостроенных коллекторов.

Полученные результаты научно-технических разработок в области расширения комплекса методов и видов анализа керна позволили в 1990 г. довести годовой объем анализов керна из девонских, каменноугольных и пермских отложений, выполняемых петрофизическими лабораториями ОАО «Татнефть» до

111000 анализов на 28000 образцах керна. Большой вклад в дело расширения объемов и видов анализов керна, а также успешного выполнения ежегодных плановых заданий ОАО «Татнефть» по обработке керна со стороны ТатНИПИнефть внесли: В.Г. Безродных, Л.В. Григорчева, Р.Г. Макшанцева, П.П. Коцанов, М.Я. Малютина, Л.А. Бочкарева, А.А. Зуев, А.Н. Ивкина, Р.А. Манасыпова, М.В. Чиркова, Н.Н. Радаева, Н.В. Ивлева, Н.А. Старшова, С.Т. Сафиуллина, Ф.М. Газеева, Г.Н. Нуртдинова и другие сотрудники лаборатории петрофизических исследований института.

Результаты столь значительных объемов определений коллекторских свойств пород ежегодно пополняли созданную в ТатНИПИнефть базу данных «Анализ керна», которая активно использовалась и используется при подготовке материалов для подсчета запасов нефти и проектировании систем разработки геологическими службами нефтяных предприятий ОАО «Татнефть».

Накопленные материалы позволили выйти на новый качественный уровень при решении вопросов физико-литологической характеристики коллекторов различного типа и возраста, их классификации, оценки их добычных возможностей, а также петрофизического обеспечения работ по уточнению и настройке количественных интерпретационных моделей методов ГИС.

Работами Т.Е. Даниловой, Ю.С. Пормана, В.Н. Долженкова и Н.Х. Зиннатуллина для терригенных пашийскокыновских коллекторов, а также работами А.А. Губайдуллина, Е.А. Юдинцева, Ю.В. Кормильцева для терригенных цементированных и «рыхлых» бобриковско-тульских коллекторов юго-востока РТ с учетом их вещественного состава и добычных возможностей, ранее применявшаяся классификация этих коллекторов была существенно уточнена и принята ОАО «Татнефть» для практической реализации при составлении документов на всех этапах ГРП.

При определении граничных значений и классификации карбонатных коллекторов юго-востока РТ использовались парные корреляционные зависимости типа  $K = f(K_n)$  и  $K_{ов} = f(K)$ , построенные в билогарифмическом масштабе, а также информация о распределении в поле корреляции пород с различным характером нефтенасыщения по данным макроописания керна. В зависимости от типа коллекторов (поровый, порово-каверново-трещинный или преимущественно трещинный типы) их кондиционные значения меняются по разрезу. Так, например, судя по данным керна,

а также результатам интерпретации методов ГИС и испытания пластов, в разрезе семилукско-мендымских отложений можно выделить две генетические группы коллекторов: чисто трещинные ( $K_p$  менее 4 %) и порово-каверново-трещинные ( $K_p$  более 4 %). Как правило, для регионально и локально нефтеносных продуктивных горизонтов характерно развитие низко-, средне- и высокочемких групп коллекторов. Пример выделения граничных значений параметров верейско-башкирско-протвинских пород по их ФЕС и встречаемость в разрезах продуктивных горизонтов различных групп коллекторов приведен в [1].

На базе накопленных материалов по петрофизической характеристике коллекторов и покрышек продуктивных регионально и локально нефтеносных горизонтов и их классификаций, сначала в 1987–1988 гг., а затем в 1999 г. [2] были разработаны и внедрены в практику геологоразведочных работ стандарты по интерпретации методов ГИС, в которых были обобщены и унифицированы приемы количественной интерпретации по объектам всего разреза, в том числе при использовании ЭВМ.

Говорят, что история развивается по спирали. Со времени первых экспериментов на керне в ТатНИПИнефть прошло полвека. Обветшали здания, устарело оборудование. Самыми устойчивыми оказались люди, но и они не вечны – многие из вышеупомянутых специалистов уже не работают в институте. Но пока в ОАО «Татнефть» бурят скважины, будет необходимость и в исследованиях керна, а потому лаборатория петрофизических исследований ТатНИПИнефть с началом нового века переживает свой «ренессанс». Пришли новые люди, молодые специалисты, продолжатели дел своих отцов как в прямом, так и в переносном смысле. И вот уже в современных экономических условиях, составив бизнес-план технического и методического перевооружения лаборатории, на уровне республиканских министерств и на уровне руководства ОАО «Татнефть» удалось доказать необходимость финансирования работ по реконструкции кернохранилища института, приобретения и освоения нового исследовательского оборудования. В результате проведенной реконструкции лаборатория получила в свое распоряжение обновленное здание кернохранилища, где при тех же производственных площадях удалось увеличить емкость хранения керна в 3 раза. Это стало возможным благодаря переходу на новую систему хранения с помещением керна в контейнеры из картона с огнезащитной обработкой, увеличением высо-

ты стеллажей и приобретением принципиально нового подъемника. В современной лаборатории, кроме стандартных, ранее освоенных видов петрофизических исследований, начали проводить спектральный гамма-каротаж и анализ трещиноватости по полноразмерному керну, исследования емкостных, упругих и электрических характеристик в условиях, приближенных к пластовым. Приобретение фильтрационной установки AFS-300 (фирмы CoreLab) позволило моделировать термобарические условия пласта и в процессе вытеснения нефти водой на керне, что, в свою очередь, позволило по-новому взглянуть на проблему адекватности получаемых в лаборатории данных по относительным фазовым проницаемостям. Сейчас это, по-видимому, самая оснащенная в Волго-Уральском регионе петрофизическая лаборатория. В 2003 г. лаборатория была аккредитована в системе Госстандарта России. Большую работу по подготовке к аккредитации провели К.М. Мусин, А.В. Фомичев и Е.А. Юдинцев.

Новое время ставит и новые задачи. Так, в последнее время особое значение наряду с традиционными петрофизическими работами по физико-литологической характеристике разрезов продуктивных горизонтов приобрело решение практических задач геолого-промышленного направления, посвященных исследованию трещиноватых карбонатных коллекторов, роли тектонической трещиноватости и блочного строения изучаемой территории. В связи с широким внедрением в практику разработки горизонтальных технологий возникают вопросы, связанные с учетом влияния тектонической трещиноватости и блочного строения продуктивных отложений на показатели разработки. Проведенные комплексные обобщения данных по описанию особенностей трещиноватости семилукско-мендымских, турнейских и протвинско-башкирско-верейских пород по данным отбора керна из вертикальных и горизонтальных скважин на залежах 444, 301-303 Ромашкинского и Чегодайского месторождений с привлечением данных аэрокосмогеологических (АКГИ), гидродинамических (ГДИ) исследований и сейсмолокации бокового обзора (СЛБО) показали, что разрезы этих залежей иерархически построены по уровням и типам трещиноватости пород и блоков. По данным исследования керна и структурно-палеотектонических построений выделяются микро-, макро-, мета- и мегаблоки пород. Значения параметров трещиноватости пород и блоков соответствуют масштабы проявления тектогенеза и зависят от гео-



*На снимке: установки спектрального гамма-каротажа и анализа трещиноватости  
полноразмерного керна*



*На снимке: моделирование пластовых условий в фильтрационных экспериментах*

лого-физических условий расположения конкретных скважин и участков анализируемых залежей нефти.

Новое направление работ лаборатории – исследование процессов техногенного повреждения пластов. Работы этого плана проводятся в лаборатории петрофизических исследований в двух основных плоскостях:

- исследование влияния различных флюидов на коллекторские свойства пластов;
- исследования влияния изменения термобарических условий пласта на его ФЕС.

Начало работ в первом направлении было заложено еще в 90-е годы прошлого века совместной работой с фирмой Серк-Бейкер по влиянию степени очистки сточных вод на коллекторские свойства пласта и экспериментами по фильтрации на кернах вод различной минерализации. В этом же направлении проводятся эксперименты по оценке влияния буровых растворов и их фильтратов на проницаемость пород-коллекторов. Непосредственное участие в экспериментах принимали А.А. Зуев, М.М. Асанов, И.Т. Сахипгараев, В.Н. Архипов и др.

Работы по исследованию влияния изменения термобарических условий пласта на фильтрационно-емкостные свойства пород были начаты по инициативе Р.Н. Дияшева сначала совместно с ВНИИ ГИС (г. Октябрьский), а затем, с приобретением соответствующего лабораторного оборудования, были продолжены самостоятельно. Выполненные исследования по оценке влияния техногенных воздействий на параметры терригенных пашийских и карбонатных протвинско-башкирско-верейских коллекторов на установках ИФЕС-1 и АФС-300 позволили оценить величину и степень обратимости деформаций пород-коллекторов по спектру изменения их пористости в разрезах изученных отложений. Деформационные измене-

ния фильтрационно-емкостных свойств связаны с нарушениями структуры их емкостного пространства, которые хорошо контролируются данными снижения газопроницаемости пород после проведения на них цикла техногенных воздействий. Изменение внутренней структуры емкостного пространства пород в результате этих воздействий обусловлено как разрушением минеральных, слабо сцементированных постседиментационных новообразований в цементе и поровом пространстве пород, так и разрушением «крепежных» шероховатостей на стенках трещин. Это обуславливает срыв, массоперенос разрушенных тонких частиц породы, смыкание стенок трещин, что может привести в промысловых условиях к снижению проницаемости и продуктивности коллекторов.

Конечно, невозможно в одной статье рассказать обо всем, чем занималась и чем занимается сейчас лаборатория петрофизических исследований ТатНИПИ-нефть, невозможно и перечислить всех сотрудников, кто трудился на этом поприще за прошедшие 50 лет и кто трудится сейчас. Несомненно одно, сейчас это – слаженный коллектив единомышленников, сохранивший традиции и опыт своих предшественников, способный решать сложные задачи, которые ставят перед ним ОАО «Татнефть» и сама жизнь.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дифференциация сложнопостроенных карбонатных коллекторов башкирского яруса / А.А. Губайдуллин, К.М. Мусин, Г.Н. Нуртдинова, А.З. Нафиков, Г.Ф. Кандаурова // Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – Казань, 2003. – С. 609-610.
2. Стандарт по интерпретации ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан, 1999.

## СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ЛАБОРАТОРИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

**Мазитов К.Г., Икхисанов В.А.**  
(ТатНИПИнефть)

Степень извлечения запасов углеводородов зависит не только от совершенства применяемых технологий разработки, но и от полноты и достоверности информации о пласте и скважине. Повышение информационного обеспечения проектирования разработки и контроля за ее осуществлением является одним из направлений повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Одним из способов получения исходной информации являются гидродинамические исследования скважин и пластов. Отличительной особенностью данных исследований является то, что они отражают непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и дают усредненную информацию по значительной части пласта.

Гидродинамические методы исследований позволяют решать целый комплекс задач: уточнение геологической модели объекта, контроль за изменением фильтрационных и энергетических свойств пласта, технологический контроль работы скважины, оценку эффективности методов воздействия на пласт и призабойную зону, информационное обеспечение гидродинамических моделей разработки, определение оптимальных режимов эксплуатации скважин.

Гидродинамические исследования скважин и пластов – одно из первых направлений в научно-исследовательской деятельности ТатНИПИнефть. Лаборатория образована в 1956 г. и первоначально входила в состав отдела анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. Первым заведующим лабораторией был назначен Алексей Федорович Блинов. В 1966 г. по его предложению лабораторию

возглавил молодой, энергичный и инициативный Расим Нагимович Дияшев. Ведущими специалистами в области исследовательских работ были асы своего дела: С.В. Долматов, В.М. Балбошин, В.П. Хрульков; в области интерпретации: Н.Г. Зайнуллин, инженер В.П. Арзамасцев, техники Б.Г. Нурутдинова, М.С. Усманова, А.П. Некрасова. В 1968 г. лаборатория пополнилась двумя молодыми сотрудниками К.Г. Мазитовым и Л.В. Барилко.

Дияшев Р.Н. ставил перед лабораторией актуальные и сложные задачи. Именно в тот период под его руководством проводились уникальные эксперименты, опередившие развитие мировой нефтяной науки: определение межпластовых перетоков в стволе скважины после ее остановки, снятие профилей притока и приемистости на различных режимах эксплуатации, исследования нагнетательных скважин в процессе их эксплуатации и на изливе и многие другие.

Данные задачи были продиктованы необходимостью изучения особенностей совместной эксплуатации нескольких пластов и горизонтов, определением работающих толщин пласта, оптимизацией давления нагнетания с целью увеличения охвата пластов заводнением, определением предельно-допустимых давлений нагнетательных и добывающих скважин, изучением особенностей нелинейной фильтрации. Достиagnутые совместно с сотрудниками лаборатории успехи Дияшева Р.Н. в научно-исследовательской работе, увенчались успешной защитой кандидатской диссертации в 1969 году.

В связи с отъездом Р.Н. Дияшева в Алжирскую республику в 1974 г. для работы по контракту на должность заведующего лабораторией назначается участник Великой Отечественной войны 1941-1945 гг., кавалер многих боевых орденов и медалей, отставной офицер Советской Армии Наиль Габидуллович Зайнуллин.

Одним из направлений деятельности лаборатории в этот период было изучение эффективности циклической эксплуатации скважин, способа, который позволял значительно увеличить коэффициент нефтеизвлечения пластов.

После завершения зарубежного контракта, в 1977 году, Р.Н. Дияшев вернулся в родной институт. Он был назначен на должность начальника отдела вязких нефтей и битумов. Естественно, свое детище, лабораторию ГДИ, он взял под свое крыло. К этому времени по разным причинам значительная часть ветеранов коллектива покинули лабораторию. В то же время были приняты на работу, на должность исследователей молодые сотрудники С. Мишанов и В. Буртов.

Начиная с 1981 г., группа сотрудников в составе Н.Х. Мусабировой, К.С. Залитовой, О.С. Прохоровой, Ч.М. Салимовой, Г.Г. Галимовой, Л.В. Барилко и Л.И. Мариич занимались вопросами разработки малопроницаемых коллекторов и оптимизацией забойных и пластовых давлений под руководством Р.Н. Дияшева и В.Ф. Кондрашкина. В 1984 г. был образован сектор интерпретации гидродинамических исследований, который решал задачи совершенствования методик определения фильтрационных параметров пластов на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

После ухода Н. Г. Зайнуллина на заслуженный отдых в 1992 г. произошло объединение двух лабораторий под общим руководством кандидата технических наук Владимира Филипповича Кондрашкина, одного из основоположников разработки вязких нефтей и месторождений природных битумов в Татарии, создателя глубинного термометра. С этого времени к гидродинамическим исследованиям скважин добавилось новое направление – исследование битумных скважин на Мордово-Кармальском и Ашальчинском месторождениях. Непосредственное руководство этими работами осуществляли заведующий лабораторией В.Ф. Кондрашкин и старший научный сотрудник Р.З. Гареев, а исследования проводили высокие профессионалы своего дела – К.Г. Мазитов, А.П. Киселев и А.Н. Алексеев.

К этому времени на Мордово-Кармальском месторождении был внедрен способ внутривластового горения. Поэтому основной задачей исследователей являлись замеры дебитов, снятие профилей притока, определение контуров распространения горения. Если учесть температуру расплавленного битума в несколько сот градусов, то можно представить всю сложность про-

водимых работ. Интерпретацией полученных результатов занимались Ч.М. Салимова, Л.А. Поленникова и А.Г. Хальфугдинова.

В связи с высокой коррозионной активностью пластиковой продукции при применении тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов участились случаи выхода из строя наземного и подземного оборудования. Поэтому перед сотрудниками лаборатории была поставлена новая задача – разработка технологии понижения коррозионной активности добываемой продукции при применении закачки пара. Эта задача была успешно решена сотрудниками лаборатории кандидатом химических наук Ф.М. Саттаровой, старшим научным сотрудником К.Г. Мазитовым, инженером Л.Г. Нуриахметовым.

В 1984 г. лаборатория пережила очередную реорганизацию. Во вновь организованный филиал ВНИИ-нефть им. акад. А.П. Крылова (г. Бугульма) ушли многие ведущие специалисты в области разработки вязких нефтей и битумов, в том числе и В.Ф. Кондрашкин. Лабораторию возглавил кандидат технических наук Валерий Иванович Зайцев – человек высоко эрудированный, интеллигентный, специалист высокого уровня.

Большой заслугой В.И. Зайцева явилась компьютеризация рабочих мест интерпретаторов. В этот период наряду с проведением исследований нагнетательных, добывающих нефтяных и битумных скважин была разработана совершенно новая технология разработки малопродуктивных коллекторов нефтяных линз, вскрытых большим числом скважин. Вместе с тем активно развивались работы по изучению межскважинного пространства путем закачки в пласт индикаторов. Выполнение данной работы диктовалось активным вводом в разработку запасов карбонатных коллекторов, обладающих высокой трещиноватостью.

В 1998 г. в институте был организован новый отдел экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений, заведующим отделом которого был назначен В.И. Зайцев. Большая часть сотрудников, занимающаяся вопросами исследования межскважинного пространства, радиационной и экологической безопасности, перешла в другой отдел. На должность заведующего лабораторией гидродинамических исследований пришел доцент Альметьевского нефтяного института, кандидат технических наук Валерий Асхатович Иктисанов – ученый с академическим умом, мышлением и идеями. Он продолжил работы, возглавляемые Р.Н. Дияшевым.

Почти одновременно с В.А. Иктисановым был принят на работу выпускник Уфимского нефтяного института А.В. Байгушев, который в настоящее время решает задачи, связанные с созданием программных продуктов по обработке результатов исследований.

В настоящее время лаборатория ГДИ насчитывает всего 6 сотрудников. Именно такой малочисленный коллектив лаборатории умудряется решать целый ряд задач, необходимых для успешной разработки объектов ОАО «Татнефть»:

- создание методик и программных продуктов по интерпретации кривых восстановления давления для вертикальных и горизонтальных скважин при совместной эксплуатации нескольких пластов и горизонтов с учетом после притока и деформации коллектора;
- разработку практических рекомендаций по оптимальной эксплуатации горизонтальных скважин;
- оценку различных способов воздействия на призабойную зону пласта;
- оценку эффективности вскрытия пластов в условиях депрессии и при радиальном вскрытии;
- оценку мероприятий по регулированию процесса разработки;

- оптимизацию режимов работы добывающих и нагнетательных скважин с учетом их интерференции и изменения обводненности продукции;
- составление проектных документов по гидродинамическим исследованиям;
- моделирование фильтрации жидкости к многоствольным скважинам.

Большая нагрузка в выполнении данных работ приходится на заведующего сектором Н.Х. Мусабирову и ведущего инженера К.С. Залитову.

В 2003 г. из коллектива ТатНИПИнефть перешел в ОАО «Татнефтегеофизика» один из основателей и корифеев гидродинамических исследований, специалист по разработке месторождений, личность известная и за рубежом – Расим Нагимович Дияшев.

Новые экономические веяния приводят к изменениям и в структуре ОАО «Татнефть». Осенью 2005 г. из состава НГДУ в отдельные предприятия выведены ЦНИПР – основные поставщики информации по гидродинамическим исследованиям. Коллектив лаборатории надеется, что эти изменения не отразятся на достоверности и глубине информации, которая необходима для решения целого ряда задач, и что выполняемые работы по гидродинамическим исследованиям будут востребованы и в дальнейшем.

## ЭТАПЫ СТАНОВЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕСУРСОВ И СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА

*Шаймарданов Р.А. (ТатНИПИнефть)*

С первых дней организации ТатНИПИнефть в 1956 году встала задача уточнения ресурсов нефти и газа, выявления характера изменения газового фактора по месторождениям Татарии и исследования состава и свойств нефти и газа. Для этого необходимо было обобщить накопленные результаты исследований физико-химических свойств пластовых нефтей и наметить отбор глубинных проб пластовой нефти с еще не исследованных месторождений и залежей. Поэтому в составе отдела физики пласта была организована лаборатория пластовых нефтей и газов под руководством А.И. Желонкина.

В 1957 г. были проведены массовые замеры пластового газового фактора по глубинным пробам на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях.

В 1961 г. для уточнения ресурсов попутного газа, величин его потерь по Ромашкинскому месторождению на лабораторию была возложена задача по общему руководству осуществления обвязки скважин для замера газового фактора, замера выделяющегося газа из нефти в трапах и мерниках при снижении давления до атмосферного с определением состава трапного газа и нефти. Поставленная задача была успешно выполнена.

В 1962 г. лабораторию возглавил кандидат геолого-минералогических наук А.Ф. Гильманшин. В этот период проводится большой объем исследований скважин нижнего и верхнего карбона и выдача результатов исследований физико-химических свойств нефти и газа для оценки их запасов, составления технологических схем и проектов разработки по отдельным площадям крупных месторождений и залежей нефти.

В 1964 г. в составе лаборатории пластовых нефтей и газов был создан сектор исследования пластовых нефтей и газов. Руководителем по конкурсу был избран Инкилап Мухутдинович Амерханов. В задачи сектора входили исследование пластовых нефтей, изучение закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от геологических условий залегания на месторождениях Татарии с целью выдачи обоснованных рекомендаций для подсчета запасов нефти и газа, проектирования и разработки месторождений, разработка методик анализа нефти из пластов с низким содержанием газа. Основными исполнителями тем были высококвалифицированные специалисты М.Г. Нагаев, Н.Ф. Набережная, Г.Г. Гилязов, Е.А. Глумова, В.А. Федотова и др.

В 70-е годы большинство месторождений Татарии перешли на механизированный способ добычи нефти и, следовательно, сократился фонд скважин, с которых можно осуществить отбор глубинных проб нефти в ходе эксплуатации. Поэтому возникла необходимость в разработке новых типов приборов и установок для отбора проб и исследований нефтей из таких скважин. В лаборатории начинается разработка передвижной установки на базе автомашины УАЗ-452 для отбора рекомбинированных проб нефти и газа непосредственно на скважине. Сущность ее заключалась в отборе проб нефти и газа из трапа (сепаратора) исследуемой скважины в специальные контейнеры высокого давления, растворения определенного количества газа в отобранной пробе нефти и приведении полученной пробы к пластовым условиям. Затем полученная проба исследуется в лаборатории на установке исследования пластовых нефтей.

Отбор глубинных проб нефти из механизированных скважин можно осуществить только через межтрубное пространство. Учитывая условия отбора проб

нефти через межтрубное пространство скважин, в лаборатории был разработан трехкамерный поршневой пробоотборник, который позволяет за один спуск отобрать параллельно три глубинные пробы нефти.

В 1973 г. для исследования непосредственно на промыслах разработана и изготовлена в единичном экземпляре передвижная лаборатория ПЛИН-1 на базе автомашины ГАЗ-66, предназначенная для отбора проб пластовой нефти и определения ее физико-химических свойств. В состав этой лаборатории входили лебедка для отбора глубинной пробы нефти, устройство для определения физико-химических свойств отобранной пробы нефти, хроматографы для определения состава нефти и газа и приборы для определения свойств разгазированной нефти. Под руководством кандидата технических наук И.М. Амерханова в разработке установок и пробоотборника принимали активное участие сотрудники лаборатории А.В. Лычагин, Р.А. Шаймарданов и высококвалифицированные сотрудники конструкторского отдела заведующая сектором Р.Г. Мусина и А.З. Залялиева. Многокамерный пробоотборник и передвижная установка для отбора проб нефти приняты ведомственной комиссией и рекомендованы для внедрения в отрасли. ПЛИН-1 принята государственной комиссией и рекомендована для внедрения в отрасли.

К этому времени был накоплен большой материал по свойствам пластовых, поверхностных нефтей основных и мелких месторождений и залежей Татарии. В лаборатории начинается сбор и систематизация результатов исследований физико-химических свойств пластовых нефтей, проведенных в институте и в ЦНИЛ объединения «Татнефть», и создания банка исходных данных в отделе АНИПР института. Банк данных был создан с целью обработки, расчета и выдачи табличных и графических данных для подсчета запасов нефти и ресурсов, проектирования разработки и обустройства нефтяных месторождений. В создании банка данных активное участие приняли старшие сотрудники лаборатории Л.А. Грозенок и С.Т. Гребнева.

В 1975 г. издается справочник по пластовым нефтям Татарии, который явился первой настольной книгой для специалистов всех смежных специальностей, включая проектировщиков.

В 70-е годы на промыслах Татарии начинается поиск эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов с целью удержания достигнутого уровня добычи нефти (закачка в пласт нефтяного газа, закачка  $\text{CO}_2$  и т.д.). В связи с этим в лаборатории был выполнен

большой объем исследований по выявлению влияния закачиваемых в пласт реагентов и газов на физико-химические свойства пластовых нефтей с выдачей рекомендаций по их применению.

Для решения многих практических вопросов разработки, эксплуатации и обустройства нефтяных месторождений при наличии огромного количества данных по пластовым нефтям необходимо было иметь более простой и менее трудоемкий способ определения параметров пластовых нефтей с использованием в качестве исходных данных такие параметры, которые могут быть определены без отбора глубинных проб нефти. Амерхановым И. М. был разработан расчетный метод определения параметров пластовых нефтей в зависимости от параметров поверхностной нефти и в зависимости от молекулярной массы пластовой нефти.

При вводе сепарационных установок на месторождениях с высоковязкими и пенными нефтями разработчики столкнулись с тем, что сепараторы всех ступеней не показали паспортных характеристик, не справляясь с расчетным объемом нефти, которая оказалась пенистой. В лаборатории впервые под руководством И.М. Амерханова и при участии Р.А. Шаймарданова проведен большой объем исследований по определению факторов, влияющих на стойкость пенной системы и скорость ее разрушения. При их участии в 1983-1985 гг. был проведен большой объем исследований на промыслах Иракской республики по изучению причин формирования стойких пен. Под общим руководством профессора В.П. Тронева, И.М. Амерханов возглавил группу по изучению свойств пен и условий ее гашения. Работа была выполнена оригинально (новизна на мировом уровне), что подтверждено несколькими авторскими свидетельствами и серией публикаций. Работа была принята на высшем уровне в нашей стране, использована в проектах обустройства ряда крупных объектов Ирака. Применение трубчатых коалесцентров позволило не только восстановить производительность сепараторов всех типов, но и превысить ее в 4-6 раз. В 1976 г. сектор был включен в состав отдела сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды.

В 1979 г. на базе сектора физико-химических свойств нефтей и газов был создан отдел исследования нефтей и газов, в состав которой вошли три сектора. Руководителем отдела и сектора исследований и подсчета ресурсов был назначен кандидат технических наук И.М. Амерханов, руководителем сектора исследования

нефтей – Н.Ф. Набережнова, руководителем сектора хроматографических исследований – В.А. Сидорова.

С 1979 г. в связи с планируемым вводом в эксплуатацию новых месторождений отдел исследования нефтей проводит определение физико-химических свойств пластовых нефтей, отобранных с разведочных месторождений.

В 1988 г. отдел исследования нефтей и газов был переименован в отдел исследования ресурсов и свойств нефтей и газов.

Отдел состоял из пяти групп:

- группа исследования пластовых нефтей (руководитель – старший научный сотрудник Р.А. Шаймарданов);
- группа исследования ресурсов и потерь нефти и газа (руководитель – старший научный сотрудник М.Я. Шайхутдинов);
- группа исследования состава нефтей (руководитель – старший научный сотрудник С.Т. Гребнева);
- группа хроматографического исследования состава нефтей и газов (руководитель – старший научный сотрудник О.В. Камышников);
- группа исследования реологических свойств нефтей (руководитель – старший научный сотрудник В.И. Шешняев).

С 1988 г. в отделе начинаются массовые исследования пластовой нефти при дифференциально-ступенчатом разгазировании по всем эксплуатируемым месторождениям, площадям и залежам. Методика исследования пластовых нефтей предусматривает определение физико-химических параметров в пластовых условиях при различных давлениях ниже давления насыщения, т.е. с наибольшим приближением моделирует процесс разгазирования нефти, начиная от скважины и кончая установками подготовки нефти. С этого года для составления проектов разработки и обустройства нефтяных месторождений начали использоваться основные параметры нефтей, полученные при дифференциально-ступенчатом разгазировании пластовой нефти.

При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья и дальнейшем движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, сопровождаемое образованием стойких эмульсий. Образующиеся эмульсии обладают вязкостью, превосходящей вязкость безводной нефти в десятки и сотни раз. Повышенная вязкость значи-

тельно осложняет технологию добычи и подготовки нефти. При составлении проектов разработки и обустройства нефтяных месторождений необходимо располагать данными о вязкости водонефтяных эмульсий при различных температурах и обводненности (10-60%). Поэтому проблема прогнозирования вязкости водонефтяных эмульсий стала весьма актуальной. С целью исследования водонефтяных эмульсий по всем эксплуатируемым месторождениям, площадям и залежам Татарии в отделе была создана группа исследования реологических свойств нефтей.

Трудно переоценить ту роль, которую сыграл в процессе становления исследований свойств и ресурсов нефтей и газов в ТатНИПИнефть Инкилап Мухутдинович Амерханов. Без всякого сомнения, он был талантливым руководителем, ученым и специалистом высшего класса в области исследования нефти, газа и воды. Первым в регионе создал базу данных по всем месторождениям, площадям и залежам Татарии в пластовых и поверхностных условиях, без чего невозможно вести проект разработки месторождений и их обустройство, включая проектирование трубопроводов, сбор и сепарацию нефти, подготовку нефти, очистку попутных пластовых вод, резервуарных парков и магистральных трубопроводов. Он организовал работы по составлению материального баланса углеводородов и изменение всех компонентов по пути движения продукции скважин от продуктивного пласта до НПЗ, включая потери нефти и газа. Он один из первых указал на факт изменения свойств пластовых флюидов в процессе разработки месторождений и влияние на эти процессы закачиваемых пресных вод, вбирающих в себя (безвозвратно) значимые объемы газа и, наоборот, приносящих в пласт огромное количество кислорода, окисляющего нефть, что ухудшает ее свойства. Им была разработана идея и техническая документация передвижной лаборатории исследования нефтей. Он был одним из постоянных координаторов общесоюзного совета по проблеме добычи и использования газа, постоянно участвовал в выездных сессиях в городах Москва, Краснодар и Уфа. Им была подготовлена интереснейшая и актуальная докторская диссертация, которая успешно прошла предварительную защиту в Уфе. Амерханов Инкилап Мухутдинович был отмечен Почетными грамотами института, объединения «Татнефть», Миннефтепрома, знаком «Отличник нефтяной промышленности», награжден медалями «Ветеран института» и «Ветеран труда». Он имел более 150 научных статей и отчетов, множество изобре-

ний. К сожалению, трагическая случайность оборвала его жизнь в самом расцвете, не позволив довести до конца начатые дела.

В 1991 г. заведующим отделом исследования ресурсов и свойств нефтей и газов был назначен кандидат технических наук Фарит Фазылович Хамидуллин.

В 1998 г., в результате реорганизации ТатНИПИнефть и слияния отделов, отдел исследования ресурсов и свойств нефтей и газов был реорганизован в лабораторию и включен в состав отдела исследования скважин и коллекторов.

В 2001 г. заведующим лабораторией исследования свойств нефтей и газов был назначен кандидат технических наук Ильмир Инкилапович Амерханов, таким образом продолживший дело своего отца.

В настоящее время лаборатория состоит из трех секторов:

– сектора исследования пластовых нефтей, руководитель – старший научный сотрудник Р.А. Шаймарданов. Основные направления сектора: исследование пластовых нефтей, компонентного состава нефти и газа на каждой ступени при дифференциально-ступенчатом разгазировании глубинных и рекомбинированных проб нефти путем многоступенчатого

снижения давления от давления насыщения до атмосферного;

– сектора исследования ресурсов и потерь нефти и газа, руководитель – старший научный сотрудник М.Я. Шайхутдинов. Основные направления сектора: исследование газовых факторов и технологических потерь нефти и газа в системе сбора и подготовки продукции скважин, отбор и определение качества товарной нефти на узлах учета ОАО «Татнефть».

– сектора исследования реологических свойств нефтей, руководитель – старший научный сотрудник А.А. Пибатуллин. Основные направления сектора: исследование реологических свойств нефтей и нефтяных эмульсий при различных содержаниях пластовой воды и температурах, и исследования микроэлементного состава нефтей.

Расширяя вместе с ОАО «Татнефть» сферу своей деятельности на прилегающие к Татарстану территории (Оренбургская, Самарская и Ульяновская области), на прилегающие к Российской Федерации территории (Казахстан), лаборатория исследований свойств и ресурсов нефтей и газов в 2003 г. прошла аккредитацию в Системе аккредитации аналитических лабораторий (центров) Российской Федерации на техническую компетентность и независимость.

## ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТАТНЕФТЬ» НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

*Хисамов Р.С. (ОАО «Татнефть»),  
Базаревская В.Г., Тарасова Т.И.,  
Бадуртдинова Н.А., Галлямова Л.А.  
(ТатНИПИнефть)*

Татарстан является одним из ведущих нефтяных регионов Российской Федерации. Разведка и добыча нефти в республике имеют многолетнюю историю. В недрах Татарстана сосредоточены самые большие начальные ресурсы углеводородного сырья на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Мощная сырьевая база позволила обеспечить высокие темпы развития нефтедобычи в РТ.

Опоискованность недр Татарстана (83,4 %) – одна из наиболее высоких в Волго-Уральской провинции. В республике в настоящее время доказана промышленная нефтеносность 26 и перспективная – 6 стратиграфических горизонтов. На балансе нефтедобывающих предприятий Татарстана числится более 140 нефтяных месторождений с извлекаемыми запасами нефти порядка 1 млрд т. Однако высокие темпы развития нефтяной промышленности в республике обусловили быстрое истощение запасов высокопродуктивных залежей.

В настоящее время крупнейший недропользователь Республики Татарстан ОАО «Татнефть» более 65 % всей своей добычи получает на «старых» месторождениях, степень выработанности которых превысила 80 %. На уникальном Ромашкинском месторождении уже добыто 85 % от начальных извлекаемых запасов.

По количеству остаточных запасов нефти большая часть месторождений, относящаяся к мелким, с запасы от 1 до 10 млн т составляет 96 % от общего числа. Средние месторождения с запасами от 10 до 30 млн т составляют 3% и 1% месторождений отно-

сится к крупным (Ново-Елховское, Бавлинское и др.) и уникальным (Ромашкинское).

Вследствие этого доля трудноизвлекаемых запасов нефти Республики Татарстан возросла с начальных 32,8 до 74 %. Это – запасы всех залежей с повышенной (10-30 мПа·с) вязкостью и маловязких нефтей в слабопроницаемых, глинистых терригенных коллекторах, а также запасы водонефтяных пластов.

Изменение во времени извлекаемых запасов промышленных категорий определяется многими причинами – приростом, добычей, списаниями в процессе поисково-разведочных работ или промышленной разработки месторождений, переоценкой запасов, переводом запасов из одной категории в другую, снятием запасов с баланса в результате их выработанности. Динамика начальных и остаточных извлекаемых запасов, накопленный объем добычи нефти дают возможность контролировать процесс изменения структуры запасов, который связан с изменениями соотношений между темпами прироста запасов и их выработки.

Необходимой гарантией устойчивого развития нефтедобывающего комплекса является прирост запасов и ресурсов нефти, выявление перспективных нефтегазоносных площадей и объектов. В современных условиях наиболее экономически эффективным является получение прироста запасов в результате эксплуатационного разбуривания известных месторождений, а также ревизии геолого-геофизических материалов «старых» месторождений на основе новых данных и возможностей новых технологических решений, внедрения новых технологий, направленных как на увеличение коэффициента извлечения нефти, так и эффективное вскрытие продуктивного пласта. Именно в результате ревизии материалов в старейшей нефтедобывающей стране мира – США, восполнение запасов почти компенсирует добычу.

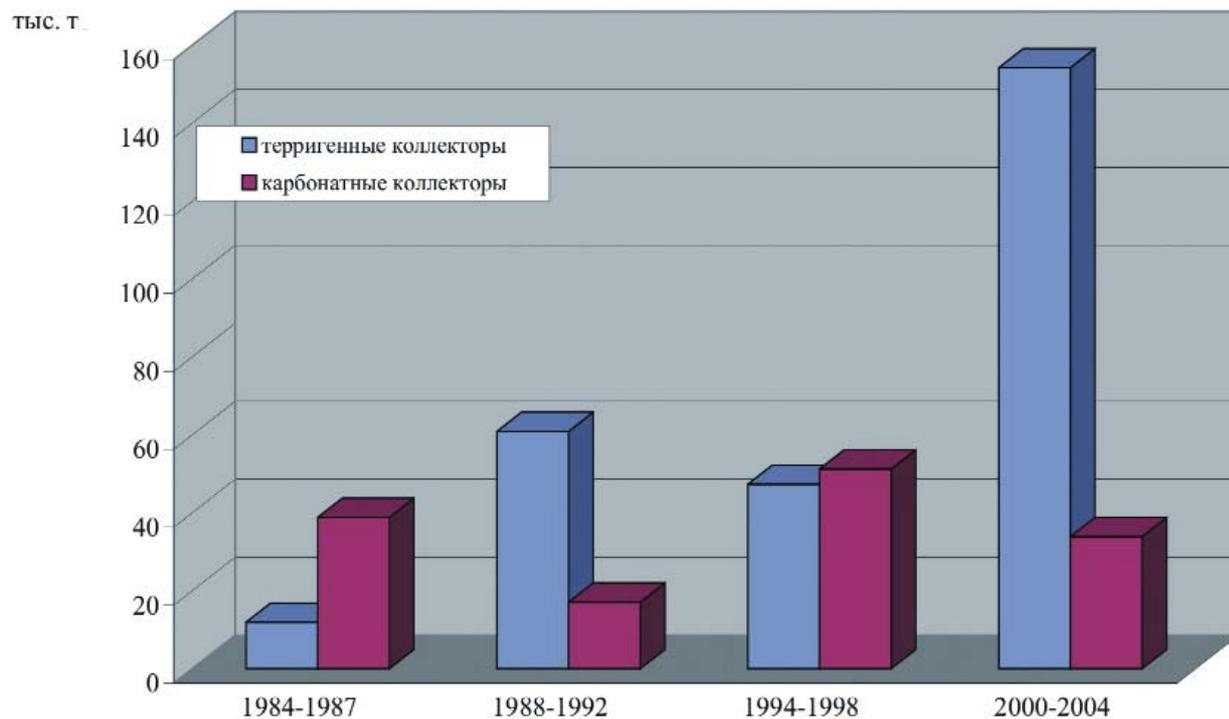


Рис. 1. Динамика распределения прироста запасов нефти категории АВС<sub>1</sub> по ОАО «Татнефть»

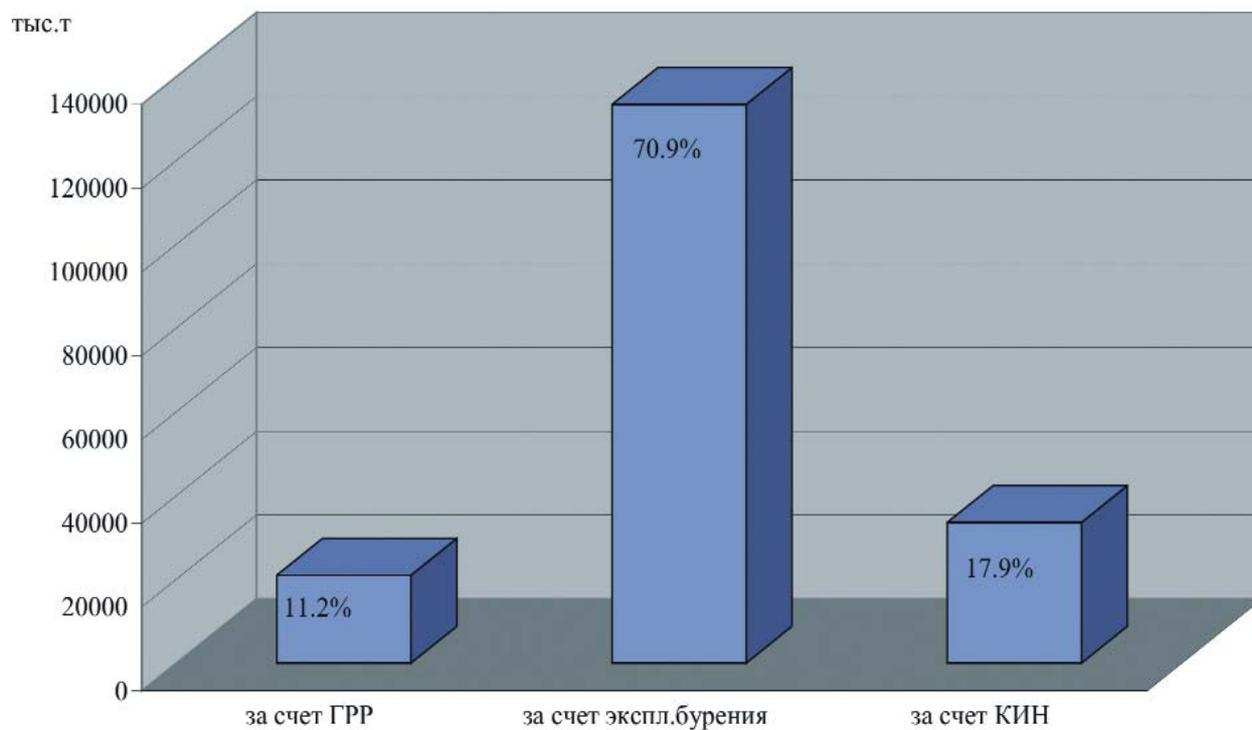


Рис. 2. Распределение прироста запасов нефти категории АВС<sub>1</sub> за период 2000-2004 гг. по ОАО «Татнефть»

В РФ (данные А.Н. Дмитриевского, директора института проблем нефти и газа РАН), начиная с 1994 г., добыча нефти устойчиво не компенсируется приростом запасов. Приросты запасов нефти остаются на уровне 200-250 млн т при добыче около 300-400 млн т. В результате обвального спада геологоразведочных работ, начавшегося с 1992 г., разведанные запасы нефти уменьшились в целом по стране на 15 %, продолжает ухудшаться и структура разведанных запасов жидких углеводородов. За последние 15 лет доля низкорентабельных запасов в России возросла с 36 до 55 %. Доля запасов с выработанностью более 80 % превышает четверть всех разрабатываемых нефтяными компаниями запасов, а доля запасов обводненностью свыше 70% составляет более трети. По опубликованным данным, изчисляющимся в распределенном фонде недр России приблизительно 14-15 млрд т запасов промышленных категорий и в нераспределенном – 1-2 млрд т доля низкорентабельных запасов составляет до 55, а к 2010 г. планируется ее увеличение до 70 %.

На настоящий момент масштабное и системное применение новых технологий и техники бурения, вскрытия пластов, внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов, детализации геологического изучения разреза и территорий, позволило ОАО «Татнефть» за последние 5 лет обеспечить прирост запасов нефти в объеме превышающем среднегодовую добычу нефти за этот период в 1,5 раза, в том числе за 2003 г. в 1,2 раза, что подтверждено данными аудита консалтинговой фирмы «Миллер энд Ленц». В целом за счет применения различных методов увеличения нефтеотдачи в 2003 г. дополнительная добыча в ОАО «Татнефть» составила 18,6 % от всего объема добычи. Для сравнения, в 1998 г. дополнительная добыча от МУН составила 5,6 % от общей добычи. Кроме того, обобщение всех данных геологических исследований, совершенствование технологии нефтепоисковых работ, оптимизация всего процесса разведки и применение прогрессивной методики доразведки позволили за последние 25 лет в Татарстане прирастить разведанные запасы, в 1,5 раза превышающие подсчитанные ранее прогнозные ресурсы, а величина последних не только не уменьшилась, а увеличилась в 2,8 раза. По оценке фирмы «Миллер энд Ленц», на начало 2004 г. доказанные разрабатываемые и неразрабатываемые запасы ОАО «Татнефть» составили порядка 900 млн т нефти. Уровень добычи компанией остается стабильным на протяжении последних восьми лет и достигает 24-25 млн т в год.

За период 2000-2004 гг. на месторождениях ОАО «Татнефть» с учетом списания подготовлено более 180 млн т извлекаемых запасов нефти промышленных категорий (A+B+C<sub>1</sub>).

Прирост запасов нефти 88,1 % получен на территории Южно-Татарского свода, в пределах Северо-Татарского свода (юго-восточный склон) и Мелекесской впадины (восточный борт) прирост составил 8,2 и 3,7%, соответственно.

Основным источником прироста запасов нефти являются отложения терригенного девонского нефтегазозносного комплекса (I) – 61,2 %. По остальным стратиграфическим комплексам полученный прирост запасов нефти за 5 лет составил: II карбонатный верхнефранско-турнейский комплекс – 14,8 %, III терригенный нижнекаменноугольный – 20 %, IV карбонатный окско-башкирский комплекс – 2,9 %, V терригенно-карбонатный верейский комплекс – 0,5 %, VII пермский комплекс – 0,7 %. По отложениям VI карбонатного каширско-гжельского комплекса произошло списание запасов нефти на 0,1 %.

Прирост запасов нефти по категории A+B+C<sub>1</sub> в рассматриваемый период в терригенных коллекторах составил 82 %, в карбонатных коллекторах – 18 %. Сравнительный анализ прироста запасов нефти по категории A+B+C<sub>1</sub> по годам показал, что за 1994-1998 гг. прирост запасов нефти в терригенных коллекторах составил 48 %, в карбонатных – 52 %; в 1988-1992 гг. доля терригенных коллекторов в балансе прироста запасов нефти составила 78 %, доля карбонатных коллекторов – 22 %; за 1984-1987 гг. прирост запасов нефти в терригенных коллекторах составил 23,5 %, в карбонатных коллекторах – 76,5 % (рис. 1).

Из всего прироста запасов нефти, произведенного с 2000 по 2004 гг., за счет эксплуатационного бурения приращено 70,9 %, за счет увеличения коэффициента нефтеотдачи – 17,9 %, за счет поисково-разведочного бурения приращено 11,2 % запасов промышленных категорий (рис. 2).

В недрах Татарстана сосредоточено 19 % начальных извлекаемых запасов категорий A+B+C<sub>1</sub>, которые могут обеспечить объемы текущей нефтедобычи в течение около 30 лет. Предварительно оцененные извлекаемые запасы категории C<sub>2</sub> сосредоточены в пределах месторождений в объеме 2 %. Все промышленные запасы сосредоточены в восточной, наиболее перспективной части территории Татарстана.

Современный этап геологоразведочных (ГРП) работ связан в основном с выявлением сложнопостроенных мелких залежей, приуроченных отчасти к терригенным, но главным образом к весьма неоднородным карбонатным коллекторам. Высокая разведанность недр является основным фактором, усложняющим ГРП и обуславливающим закономерное снижение их эффективности; на поздней стадии нефтепоисковых работ в платформенных областях со сравнительно небольшой толщиной осадочного чехла приходится искать небольшие месторождения, приуроченные к локальным поднятиям или зонам выклинивания, а также в ранее пропущенных мелких сложнопостроенных залежах на эксплуатируемых месторождениях, что требует применения более совершенных методов исследования; значительная доля перспективных и прогнозных запасов относится к категории трудноизвлекаемых. Как показывает анализ ГРП, средние запасы выявляемых сегодня месторождений составляют 200-250 тыс. т. Месторождения в основном приурочены к участкам, расположенным между известными месторождениями, поэтому их близость к обустроенным месторождениям обеспечивает рентабельность поисков залежей нефти в их пределах.

Потенциальным резервом для прироста промышленных запасов является фонд подготовленных поднятий, извлекаемые ресурсы которого составляют 3% от начальных суммарных ресурсов (НСР). В настоящее время в фонде подготовленных находятся

порядка 200 подготовленных объектов, основная доля которых также сконцентрирована в восточной части Татарстана. Обеспеченность глубокого бурения подготовленными структурами и восполняемость фонда этих структур непосредственно зависят от темпов их подготовки, числа структур, ежегодно вводимых в бурение. Если ежегодно в бурение будет вводиться 10 поднятий, то обеспеченность фонда подготовленных объектов для поисково-разведочного бурения будет очень высокая – 22 года. Определенные трудности при картировании структур на сегодняшнем этапе обусловлены, как сказано выше, высокой разведанностью недр – большинство локальных поднятий, подготовленных сегодня сейсморазведочными работами, характеризуются небольшими размерами и амплитудами.

Прогнозные ресурсы рассредоточены по всей территории Татарстана, однако наибольший их объем связан с ее восточной частью. База ресурсов  $D_1$  достаточно надежна (13% от НСР) и является реальной основой прироста промышленных запасов нефти. Небольшой объем прогнозных ресурсов категории  $D_2$  (1% от НСР) сконцентрирован в западной части республики и является базой для подготовки запасов на дальнюю перспективу.

Кроме того, помимо Татарстана поисково-разведочные работы и разработка запасов нефти ведутся на территориях Калмыкии, Оренбургской, Ульяновской и Самарской областей.

## РЕЗЕРВЫ НАРАЩИВАНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Базаревская В.Г., Тарасова Т.И.,  
Бадуртдинова Н.А., Фахреева О.Г.,  
Доронкина И.И., Зубова Л.Б. (ТатНИПИнефть)*

Ромашкинское нефтяное месторождение является уникальным месторождением на Европейской части России. Залежи нефти, выявленные в пределах Ромашкинского месторождения, связаны с регионально нефтеносными породами пашийско-кыновского, турнейского, тульско-бобриковского и верейско-башкирского комплексов.

На современном этапе для решения задачи дальнейшего приращения запасов нефти в пределах разрабатываемых месторождений за счет проведения геологоразведочных работ (ГРП), комплекс ГРП должен быть направлен, в первую очередь, на поиски небольших залежей нефти, приуроченных к слабоизученным локально нефтеносным горизонтам. На Ромашкинском месторождении к локально нефтеносным горизонтам относятся терригенные отложения живетского яруса, карбонатные отложения семилукско-мендымского, воронежского, евлановско-ливенского, задонско-елецкого, данково-лебедянского, алексинского горизонтов и заволжского надгоризонта (см. рисунок). Ранее открытые залежи нефти, приуроченные к этим горизонтам, в течение длительного времени считавшимся бесперспективными, установлены попутно, в процессе детального изучения основных эксплуатационных объектов. Изученность локальных горизонтов крайне низка, имеющиеся данные носят единичный характер, разрознены, нуждаются в систематизации и обобщении, что свидетельствует о необходимости дальнейшего детального изучения геологического строения этого комплекса пород на территории Ромашкинского месторождения.

Залежи нефти и нефтегазопроявления, выявленные в отложениях локально нефтеносных горизонтов, приурочены, в основном, к карбонатным коллекторам.

В девонских карбонатных отложениях II нефтегазозносного комплекса на территории Ромашкинского месторождения выявлены залежи нефти и отмечены многочисленные нефтегазопроявления по данным отбора керна и СКО-8-9, испытаний КИИ-146 и КИИ-95.

В целом разрез карбонатных девонских отложений представлен сульфатно-карбонатной толщей, характеризующейся значительной кавернозностью и трещиноватостью. Пласты-коллекторы, сложенные известняками и доломитами, характеризуются сложным строением фильтрационно-емкостной системы и литологической неоднородностью. Коэффициент пористости (Кп) пород-коллекторов изменяется в пределах 5-12 %, коэффициент проницаемости достигает 150 мД.

Скопления нефти, связанные с отложениями карбонатного девонского комплекса, контролируются малоамплитудными локальными поднятиями, являющимися как структурами облекания выступов кристаллического фундамента, так и структурами облекания биогермных построек. Залежи имеют небольшие размеры. Еще в 60-е годы прошлого века в пределах Ромашкинского месторождения получены промышленные притоки нефти из карбонатных отложений семилукского и мендымского горизонтов. Начальные дебиты нефти при испытании скважин достигали 16 т/сут. На сегодняшний день на балансе числятся запасы нефти по залежи 444, выявленной в северной части Березовской площади.

Отложения представлены известняками и мергелями с редкими прослоями доломитов, горючих сланцев.

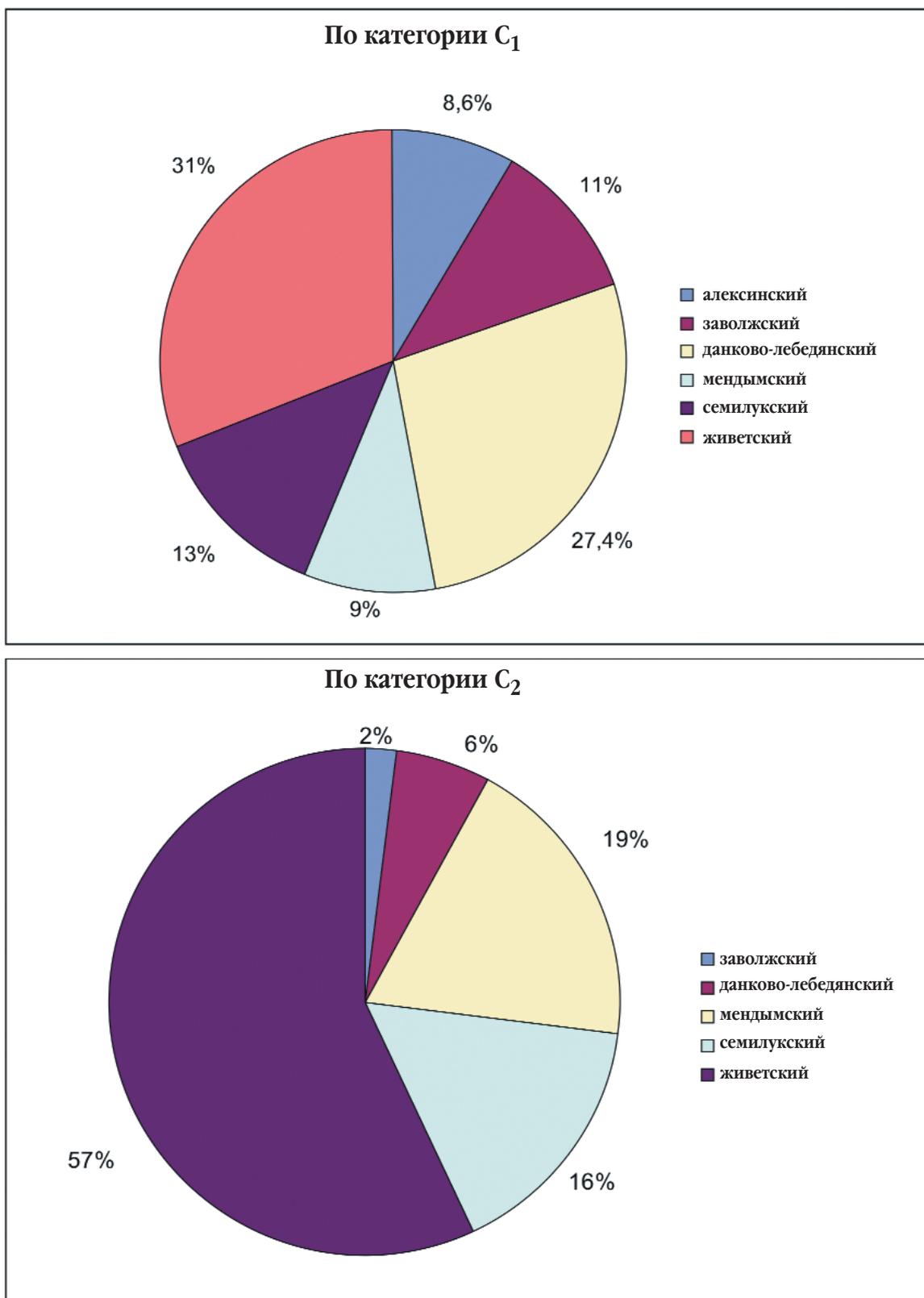


Рис. Сопоставление запасов локальных горизонтов Ромашкинского месторождения

Толщина семилукско-мендымских отложений в пределах Ромашкинского месторождения колеблется в пределах 65-100, реже 110 м.

В составе семилукского горизонта выделяются три пласта, индексируемые снизу вверх С<sub>м1</sub>, С<sub>м2</sub>, С<sub>м3</sub>, в составе мендымского горизонта - четыре пласта, индексируемые снизу вверх М<sub>н1</sub>, М<sub>н2</sub>, М<sub>н3</sub>, М<sub>н4</sub>. Пласты-коллекторы представлены трещиноватыми, участками заглинизированными, битуминозными известняками и характеризуются сложным строением структуры порового пространства. Наиболее выдержанными по площади являются пласты-коллекторы С<sub>м3</sub> и М<sub>н1</sub>, как правило, трещинного (К<sub>п</sub> менее 4 %) и порово-каверново-трещинного (К<sub>п</sub> более 4 %) типов.

В ТатНИПИнефть выполнена оценка перспектив нефтеносности карбонатных отложений семилукского и мендымского горизонтов на Березовской, Северо-Альметьевской, Альметьевской, Миннибаевской, Сармановской, Чишминской, Ташлиярской, Павловской и Зеленогорской площадях Ромашкинского месторождения. В результате приращены запасы нефти по категории С<sub>2</sub> по Сармановской, Ташлиярской и Чишминской площадям. Кроме того, оценены ресурсы по категории С<sub>3</sub> по 178 перспективным участкам в отложениях семилукского горизонта и 154 – в отложениях мендымского горизонта.

В карбонатных отложениях воронежского, евлановско-ливенского и задонского горизонтов залежи нефти в пределах Ромашкинского месторождения пока не выявлены, но их потенциальная нефтеносность подтверждается данными лабораторных исследований кернa, результатами опробования и переинтерпретации материалов ГИС. По данным ГИС и ИГН в пределах Ромашкинского месторождения выделены четыре перспективных участка на поиски залежей нефти.

Нефтеносность отложений фаменского яруса девонской системы (елецкий, данково-лебедянский горизонты и заволжский надгоризонт) в пределах Ромашкинского месторождения установлена по данным ГИС и подтверждена результатами опробования. Притоки нефти составили 1-40 т/сут. Залежи нефти выявлены на Алькеевской, Абдрахмановской, Березовской, Северо-Альметьевской, Миннибаевской, Зеленогорской, Азнакаевской, Куакбашской и Южной площадях.

Отложения фаменского яруса представлены известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Нефтенасыщенность пород приурочена к пористо-каверново-трещинным участкам. Коэффици-

ент пористости пластов-коллекторов составляет 6,5-7,7 %, нефтенасыщенная толщина – около 5 м. Залежи нефти относятся, большей частью, к антиклинальному пластовому, антиклинальному пластовому с литологическим экранированием и массивному типам.

В ТатНИПИнефть выполнена работа по изучению геологического строения и оценке перспектив нефтеносности верхнефранско-нижнефаменских отложений Ромашкинского месторождения, где были систематизированы и обобщены материалы ранее проведенных работ, оценены перспективы нефтеносности и подготовлены рекомендации по доразведке этих отложений на Зай-Каратайской, Южно-Ромашкинской, Куакбашской, Западно-Лениногорской, Миннибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской, Березовской, Абдрахмановской, Южно-Азнакаевской и Центрально-Азнакаевской площадях.

По результатам этих работ в пределах перспективного участка Зай-Каратайской площади Ромашкинского месторождения в 2002 г. пробурена опорная скважина 242850. При определении местоположения скважины были учтены нефтепроявления по площади и по разрезу, а также все возможные условия вскрытия зон геологических ловушек нефти в отложениях верхнефранско-нижнефаменского комплекса. Как правило, в процессе бурения при прохождении зон трещиноватых и кавернозных пород фиксируются поглощения промывочной жидкости и провалы бурового инструмента. В скважине 242850 выполнен расширенный комплекс ГИС с привлечением таких методов, как ВАК, ЛПК, произведен отбор кернa и образцов СКО, выполнены их лабораторные исследования, выделены перспективные интервалы в разрезе карбонатных девонских отложений и осуществлены испытания этих интервалов на приток. Следует отметить, что скв. 242850 является единственной в пределах территории Республики Татарстан, где произведен наиболее полный отбор кернового материала из отложений карбонатной девонской толщи. Причем проектные данные, представленные при обосновании бурения, полностью совпали с фактическими.

Пласты-коллекторы по всему разрезу карбонатных девонских отложений в скважине 242850 по данным кернa отнесены к трещиноватому и пористо-кавернозному типам, трещины характеризуются субвертикальной и горизонтальной направленностью; трещины, каверны и стилолитовые швы заполнены битумом, жидкой окисленной нефтью и битуминозным глинистым материалом.

В процессе испытания КИИ-146 из интервалов евлановско-ливенского, задонского, елецкого, данково-лебедянского горизонтов, выделенных по данным ГИС, получены притоки воды или фильтрата бурового раствора без прямых признаков нефти. Однако по данным компонентного состава насыщающих пробу воды газов (РАГ) выявлены объекты, имеющие характеристику пластов с признаками нефти и пластов с присутствием окисленной нефти. Предполагается, что эти объекты можно рассматривать как возможные потенциальные ловушки УВ.

Для карбонатных девонских отложений в ТатНИПИнефть построены физико-литологические модели разрезов по фильтрационно-емкостным свойствам и получены аналитические петрофизические зависимости параметров пород для обоснования количественной интерпретационной модели методов ГИС.

В IV нефтегазоносном комплексе интерес представляют локально нефтеносные терригенно-карбонатные отложения алексинского горизонта.

В составе алексинского горизонта выделяются четыре пласта, индексируемые снизу вверх Ал-1, Ал-2, Ал-3, Ал-4. Коллекторами являются разности карбонатных пород, коэффициент пористости которых изменяется от 7,0 до 25,0 %, и терригенные породы (песчаники, алевролиты), коэффициент пористости которых составляет более 10,0 %. По характеру емкостно-фильтрационных свойств породы-коллекторы алексинского горизонта относятся к поровому, порово-трещинному и порово-кавернозно-трещинному типам.

Промышленная нефтеносность алексинского горизонта в пределах Ромашкинского месторождения приурочена к пласту-коллектору Ал-2а, сложенному замещающимися по латерали песчано-алевролитово-карбонатными породами.

Залежи нефти в карбонатно-терригенных отложениях алексинского горизонта впервые выявлены на Южно-Ромашкинской и Западно-Ленинградской площадях Ромашкинского месторождения. При опробова-

нии скважин получены притоки нефти от нескольких литров до 26 т/сут.

Кроме того, по результатам проведенных коллективом ТатНИПИнефть работ на Павловской, Зеленогорской, Холмовской и Восточно-Ленинградской площадях Ромашкинского месторождения выявлены три залежи нефти и 73 перспективных участка в отложениях алексинского горизонта на базе опробований, которые проводились в процессе возвратно-ликвидационных работ в скважинах, пробуренных на терригенные девонские отложения. Залежи различных типов – литологические, антиклинальные литологически ограниченные.

Таким образом, в результате проведенных работ на территории Ромашкинского месторождения суммарный прирост извлекаемых запасов по категории  $C_1$  по всем локально нефтеносным горизонтам прогнозируется в объеме около 100 млн т, что существенно пополнит ресурсную базу Республики Татарстан. По прогнозам [1], добыча нефти из карбонатных отложений, включая отложения и локально нефтеносных горизонтов, должна составить к 2015 г. порядка 2/3 от всей годовой добычи.

Для повышения эффективности поисково-разведочных работ на локально нефтеносные горизонты и приращение новых промышленных запасов нефти по территории Ромашкинского месторождения необходимо систематизировать и обобщить все геолого-геофизические и промысловые материалы для создания единого банка данных и наметить дальнейшую программу работ.

## Литература

1. Концепция развития нефтегазового комплекса РТ на период до 2015 г. / Р.Х. Муслимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: труды науч.-практ. конф. VII междунар. выставки «Нефть, газ–2000», Казань, 5-7 сент. 2000 г.: в 2-х т. – Казань: Экоцентр, 2000. – Т. 2. – С. 307-312.

## РОЛЬ РАЗЛОМОВ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

*Зубова Л.Б., Галимова Г.С., Сулейманова Л.М.  
(ТатНИПИнефть)*

Чрезвычайно важным фактором формирования залежей нефтяных месторождений является тектонический режим развития разломов в период накопления осадочного чехла и, следовательно, в то время, когда формировались залежи нефти и газа.

Ранее проведенные исследования показали, что доминирующее развитие в поверхности кристаллического фундамента на территории Татарстана получила диагональная система разломов, определившая основные черты тектонического строения.

Простираение террас в пределах склонов Южно-Татарского свода подчинено доминирующему направлению разломов. На вершине, северном и юго-восточном склонах террасы ориентированы в северо-восточном направлении, на западном склоне Южно-Татарского свода – субмеридионально, на северо-восточном склоне – в северо-западном направлении [1].

В пределах Северо-Татарского свода на территории Татарстана выделены центральная часть, юго-восточный и западный склоны, где системой субпараллельных прогибов северо-восточного простираения поверхность фундамента разделена на структурно-тектонические террасы.

В пределах Мелекесской впадины на территории республики выделяются центральная часть, восточный и западный борты, которые делятся разломами северо-западного простираения на ряд террас, простирающихся в северо-западном направлении.

Зоны разломов состоят из многочисленных мелких блоков, которые облекаются осадочными породами. Если разломы живут, то подвижки мелких

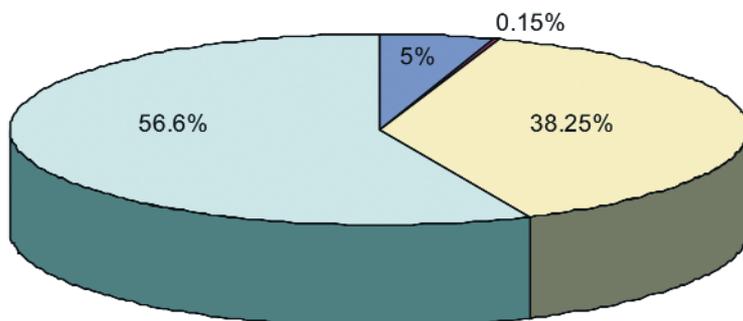
блоков периодически возобновляются, что приводит в конечном итоге к изгибу осадочных напластований, росту антиклинальных структур. Кроме того, само разнонаправленное движение крупных блоков земной коры, разделенных разломами непосредственно приводит к антиклинальному изгибу пластов. Все это создает зону повышенного смятия осадочных пород вдоль регионального разлома. Распределение количества антиклиналей по мере приближения к некоторым зонам разломов Западной Сибири и Предкавказья показало, что в зоне разлома шириной до 30 км возрастает количество структур [2].

Определенную роль играют разломы и при возникновении ловушек погребенного типа. Вдоль долгоживущих разломов происходит выклинивание многих горизонтов осадочного чехла, в верхних частях которых могут создаваться благоприятные условия для «улавливания» нефти и газа. Наиболее значительными несогласиями, связанными с перерывом в осадконакоплении и с размывом ранее отложившихся осадков, являются: несогласие между франским и фаменским ярусами, между нижне- и верхнефаменскими подъярусами.

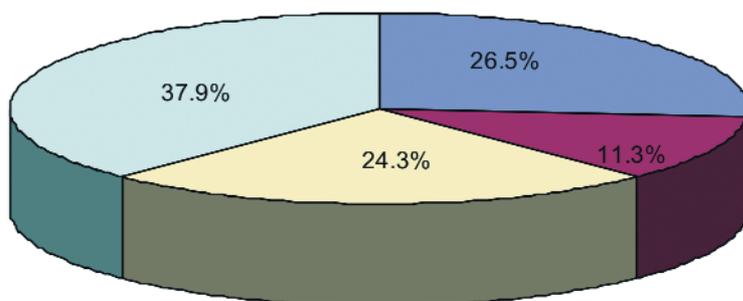
Явление частых и неравномерных по глубине и пространственному развитию несогласий в залегании карбонатных пластов и пачек является, по-видимому, характерной чертой формирования осадков в мелко-водно-морских условиях. Емкость подавляющего большинства карбонатных пород в основном представлена межзерновыми (или межагрегатными) поровыми пространствами (первичная пористость) и многими пустотами выщелачивания (каверны, карстовые и стилолитовые полости и др).

Трещинами обуславливаются фильтрационные свойства карбонатного коллектора, трещинная проницае-

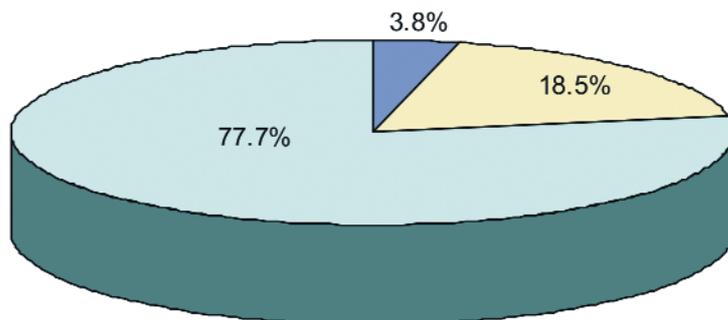
**Северо-западный склон ЮТС**



**Южная часть ЮТС**



**Восточный борт Мелекесской впадины**



*Рис. Распределение геологических запасов*

мость которого всегда будет больше величины межзерновой проницаемости.

Вторичная пористость карбонатных коллекторов, обусловленная кавернами, карстовыми и другими пустотами, широко развитыми в породах, составляет часто большую часть полезной емкости коллектора.

Подвижки по разломам способствуют созданию зон стратиграфического срезания, что также приводит к образованию залежей стратиграфического типа.

Еще одна очень важная особенность: вдоль разломов располагаются колонии кораллов, создающих рифовые постройки. Связь рифов с разломами объясняется особенностями жизни коралловых полипов и тектонических движений. Колониальные кораллы могут жить на глубинах 40-50 м, если глубина моря меньше или больше, то полипы погибают. Жизненные процессы их неминуемо приводят к росту рифа, поскольку на месте отмирающих кораллитов появляются новые особи, сооружающие новые известковые трубочки. Этот рост (иногда до нескольких сантиметров в год) должен уравновешиваться прогибанием дна моря, тогда венчики кораллов будут находиться все время на относительно постоянной глубине. Такие условия часто и возникают в зонах разломов, которые являются наиболее подвижными участками дна моря. Следовательно, зоны разломов по ряду особенностей своего строения и развития способствуют возникновению ловушек. Это не означает, что во внеразломных областях невозможно образование антиклинали, зон стратиграфического и литологического выклинивания. Но в зонах разломов они встречаются намного чаще.

Разломы оказывают важное влияние на коллекторские свойства горных пород, на их проницаемость и пористость. Как правило, динамические нагрузки в зонах разломов приводят к растрескиванию пород, возникновению сложной взаимосвязанной системы макро- и микротрещин. Это сказывается на таких породах, как известняк, доломит, ангидрит, гипс. Первичная пористость этих пород не превышает 2–10 %, а коэффициент проницаемости практически равен нулю. В таком виде они не являются коллекторами. Но вновь образованные системы трещин резко улучшают их коллекторские свойства. Немаловажный фактор при формировании залежей – миграция нефти и газа в проницаемых пластах. Чаще всего мигра-

ция углеводородов происходит в растворенном состоянии в воде.

Движение подземных вод (гидродинамический режим) определяется положением пьезомаксимумов и пьезоминимумов.

Пьезомаксимумы – области относительно высоких давлений в подземной гидрогеологической системе; пьезоминимумы – области относительно пониженных давлений, которые часто возникают в зонах разломов. Подвижки по разломам нарушают герметичность покрышек (непроницаемых пород, удерживающих скопления нефти и газа) за счет многочисленных трещин. Флюиды стремятся вырваться из недр вверх, происходит переток подземных вод с растворенными углеводородами из нижних комплексов в верхние. В этих местах возникают пьезоминимумы. К ним из областей большего давления устремляются подземные воды, неся в себе растворенные углеводороды. Активизируется боковая миграция внутри одного резервуара. Разломы как бы подтягивают к себе подземные воды. Пьезоминимумы служат своеобразными окнами, через которые воды попадают в верхние пласты–коллекторы, минуя по трещинам покрышки; происходит верхняя миграция. По зонам активных разломов, как по каналам, устремляются вверх, до первой ненарушенной покрышки, флюиды воды, нефти и газа. Если разлом нарушил все покрышки, то флюиды выходят на поверхность, и в зоне такого разлома не будет формироваться месторождение. Более того, имеющаяся залежь нефти или газа разрушится. В этом принципиальная разница между разломами непрерывного развития и возрожденными разломами. Выявляются, таким образом, диаметрально противоположные влияния разломов на процесс формирования месторождений нефти и газа: наиболее благоприятное оказывают разломы непрерывного развития; возрожденные разломы, наоборот, способствуют разрушению залежи.

Анализ распределения запасов нефти в зонах исследованных разломов Татарстана показал следующее. В нижних осадочных комплексах, как правило, максимальные запасы концентрируются в приразломной полосе шириной 15-20 км. Чем выше будем подниматься по разрезу, тем все дальше от разлома отодвигаются залежи углеводородов. Ширина зоны максимальной концентрации запасов увеличивается до 30-40 км и далее, удаляясь от разлома на 40-60 км, то есть

в зоне разломов происходит «ступенчатая» миграция углеводородов.

Это находит подтверждение при изучении нефтегазоносности месторождений на северо-западном и юго-восточном склонах ЮТС, Мелекесской впадине, а также на месторождения Оренбургской и Самарской областей.

Распределение геологических запасов по основным объектам разработки месторождений нефти приведено на рисунке.

Зоны разломов по ряду особенностей своего строения и развития способствуют возникновению зон повышенной трещиноватости, которые можно просле-

дить по материалам АКГИ, региональной гравиразведки и атмогеохимии на этапе региональных поисковых работ. На основе этих материалов можно оценивать перспективы поисковых работ на территории юго-востока РТ и прилегающих регионов.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Гаврилов В.П. Феноменальные структуры земли. – М.: Наука, 1978.
2. Лукьянова Р.Г. Геологические аспекты поисков залежей нефти в девонском терригенном резервуаре Татарстана. Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Бугульма, 2000. – 160 с.

## ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ СЕМИЛУКСКОГО И МЕНДЫМСКОГО ГОРИЗОНТОВ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Долженков В.Н., Шакиров В.А., Саттаров Р.З.  
(ТатНИПИнефть)

Сведения о литолого-стратиграфической характеристике разреза семилукско-мендымских отложений и результатах опробования скважин в интервалах их залегания опубликованы в ряде работ.

Для всего разреза семилукско-мендымских отложений характерна высокая степень трещиноватости пород. По данным макроописания керна в интервале разреза отмечаются вертикальные, субвертикальные, горизонтальные и хаотично расположенные трещины, обеспечивающие проницаемость рассматриваемых отложений как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях.

Нефтеносность семилукско-мендымских отложений Ромашкинского месторождения связана с разрезами кремнисто-глинисто-карбонатного, битуминозного типов. Промышленные притоки нефти получены из пластов С<sub>м-3</sub> и М<sub>н-1</sub>, признаки нефтеносности остальных пластов установлены по данным керна, СКО и испытаний скважин.

Сравнительный анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств выделенных структурно-генетических типов пород по разрезу пластов-коллекторов и покрышек показал, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают перекристаллизованные до мелко-, среднезернистых тонкозернистые разности известняков. Пористость их, определенная по керну, на Сармановской, Ташлиярской и Чишминской площадях изменяется от 0,1 до 15,9 %. Граничным критерием разделения пород на коллектор-неколлектор является величина  $K_p = 4\%$ .

При интерпретации каротажных материалов использовалась зависимость определения  $K_p$  с поправкой за

глинисто-битуминозность, по которой было обработано более 800 скважин Сармановской, Ташлиярской и Чишминской площадей. Лучшими коллекторскими свойствами характеризуется пласт М<sub>н-1</sub>. Пористость изменяется от 3 до 28 %. Средняя пористость для пласта М<sub>н-1</sub> по Сармановской, Ташлиярской и Чишминской площадям составляет соответственно 15,6, 10,5 и 11 %.

Средняя пористость, определенная по керну, соответственно по этим площадям 6,4, 5,3 и 5,1 %. Такой разброс в средних значениях объясняется невозможностью определения макротрещин и каверн по керну, а также наличием твердого, неэкстрагируемого битума в пласте М<sub>н-1</sub>, что подтверждается данными исследований керна, отобранного в 7 скважинах (8121, 8008д, 12235, 9549а, 13452, 14971 и 15293).

Особенность битуминозного пласта М<sub>н-1</sub>, а также вышележающего пласта М<sub>н-2</sub>, состоит в том, что твердый битум в них в основном не радиоактивный. В твердом битуме также присутствует водород, который влияет на значения пористости, определяемые по данным РК, что привело к завышению в этих слаборадиоактивных пластах.

Значения пористости пласта С<sub>м-3</sub> варьируют в пределах от 1 до 27%. Средняя пористость Сармановской, Ташлиярской и Чишминской площадей по РК составляет соответственно 6,4, 5,2 и 4,6 %. Средняя пористость по керну соответственно по этим площадям 6,0, 6,9 и 6,6 %.

По результатам интерпретации каротажных кривых построены графики (рис. 1) соотношения числа пропластков «приточных» пород с их «возможно приточными» и «не приточными» аналогами в пластах-коллекторах М<sub>н-1</sub>, Р<sub>рД<sub>3</sub>-2</sub> и С<sub>м-3</sub> на рассматриваемых площадях месторождения.

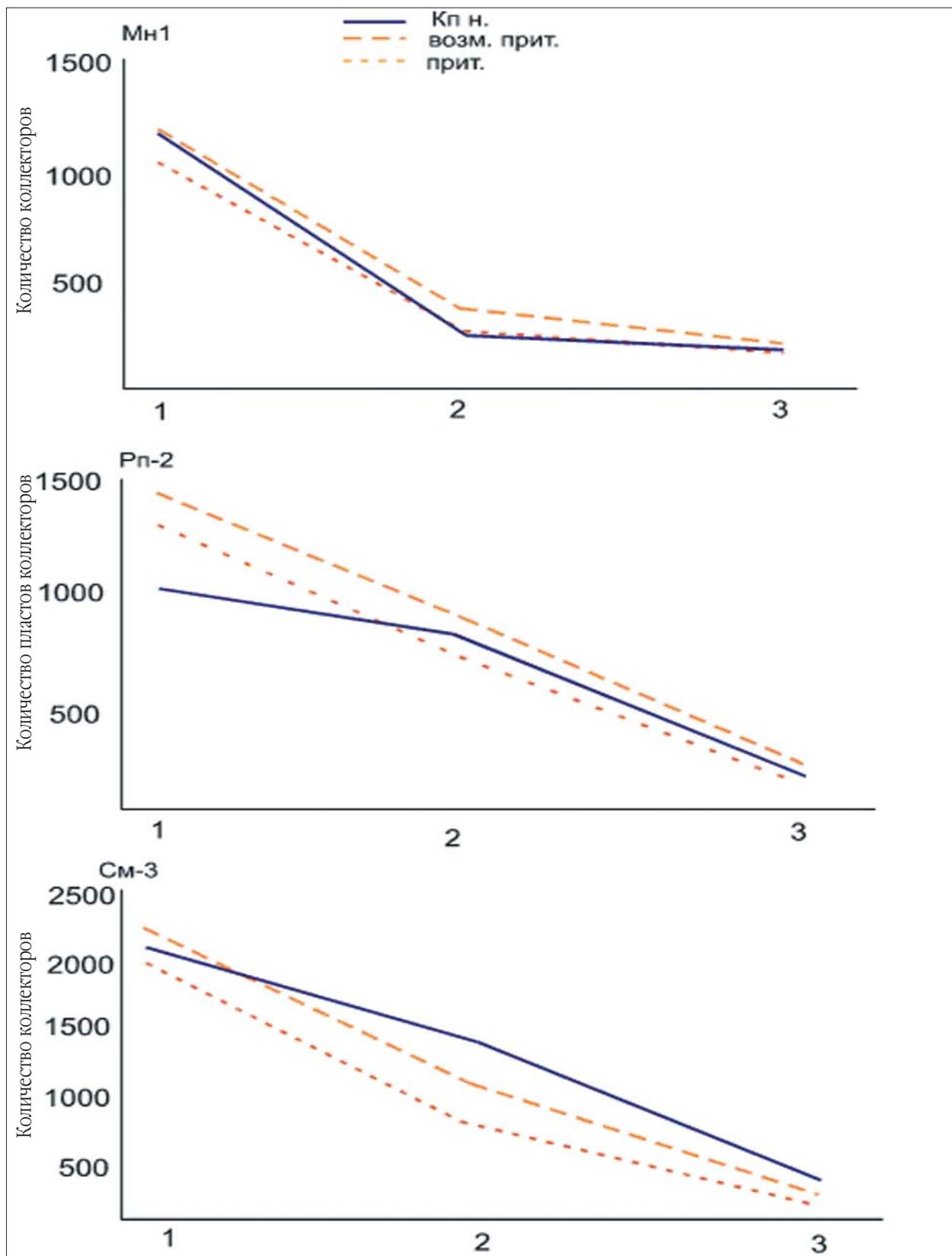
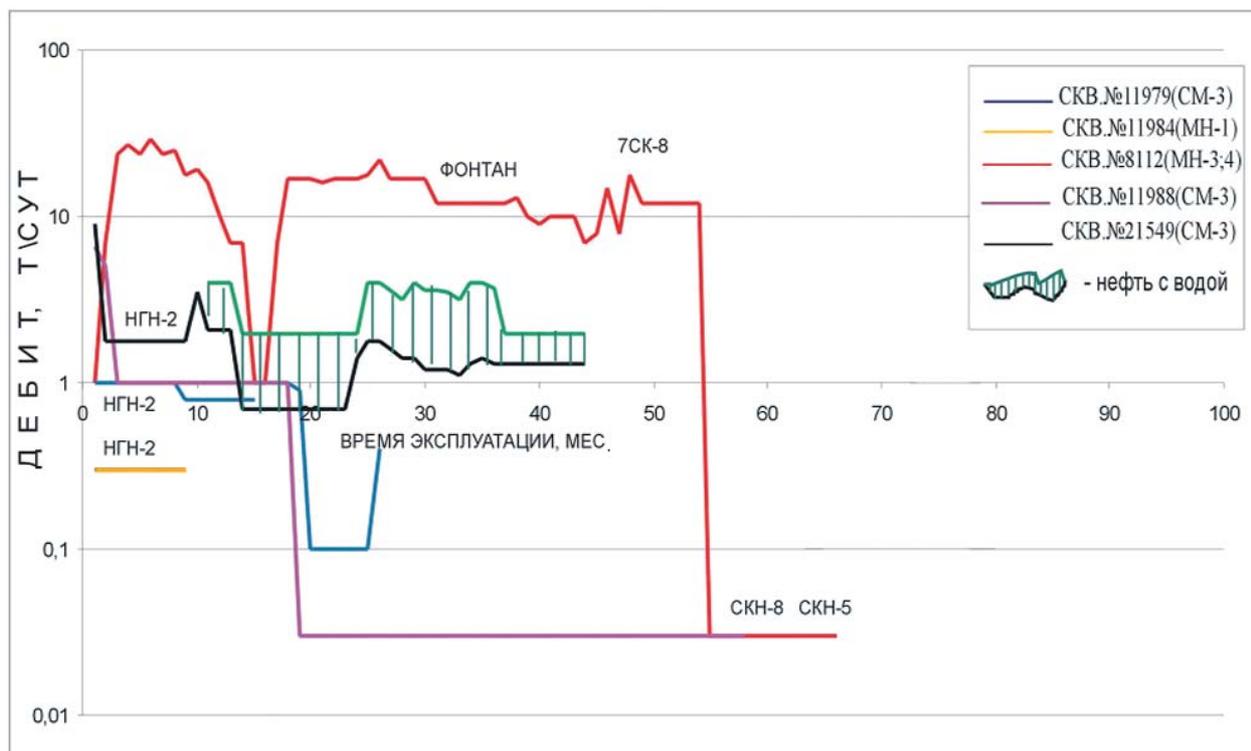


Рис. 1. График сравнения коллекторов, выделенных по приточности и по пористости по Сафмановской (1), Таулиярской (2) и Чишминской (3) площадям



**Рис. 2. Динамика работы скважин по пластам мендымского и семилукского горизонтов залежи 444 Березовской площади**

Таким образом, на основе приведенных выше средних значений пористости можно сделать вывод о том, что характеризующийся наиболее высокочемкими (по величине эффективной пористости) свойствами коллекторов пласт Мн-1 обладает и более высокими, по сравнению с пластами СМ-3 и РрД<sub>3</sub>-2, фильтрационными способностями.

Другой важной отличительной особенностью пласта Мн-1 является практически полное отсутствие в составе его на всех площадях «неприточных», но кондиционных по граничным значениям пористости групп «запечатанных» пород-коллекторов, что весьма характерно для пластов СМ-3 и РрД<sub>3</sub>-2.

С точки зрения потенциальных добывных возможностей интерес представляет залежь 444 Березовской площади, где была проведена пробная эксплуатация на 5 скважинах (рис. 2). В двух из них (8112 и 21549) залежь эксплуатировалась сразу после бурения и освоения непосредственно на семилукско-мендымские отложения, в остальных (11984, 11979, 11988) – после возврата с горизонта Д<sub>1</sub>.

Промышленный приток нефти по скв. 8112 получен из пластов Мн-3 и Мн-4 (общая толщина 25,0 м, эффективная 3,4 м) с начальным дебитом 24 т/сут,

фонтанным способом, в открытом забое. За первые 6 месяцев эксплуатации скважины было добыто около 5 тыс. т безводной нефти при среднем дебите 25,5 т/сут, максимальный дебит достигал 30 т/сут. За последующие 6 месяцев производительность скважины резко снизилась до 1 т/сут. После проведения технических мероприятий (чистка лифта) дебит вновь увеличился до 17 т/сут и на протяжении 3 лет с некоторыми колебаниями (от 7-8 до 18-22 т/сут) в среднем составил 13,5 т/сут. За это время скважиной было добыто еще 17256 т безводной нефти. В ноябре 1971 г. при суточном дебите нефти 12 т/сут скважину перевели на механизированный способ эксплуатации, после чего дебит упал до 0,1 т/сут. Через 12 месяцев работы с такими дебитами скважина была переведена в консервацию, а в 1978 г. ликвидирована.

Общая добыча нефти по скважине составила 22469 т. Вероятной причиной резкого снижения дебита нефти, на наш взгляд, могут быть геолого-технологические последствия остановки скважины и ее перевода на механизированный способ эксплуатации.

Скв. 21549 была введена в эксплуатацию в 1984 г. открытым забоем, с начальным дебитом 9 т/сут.

При работе с НГН на протяжении 4 лет среднесуточный дебит нефти отличался нестабильностью и колебался из года в год: от 1,8 до 3,5 т/сут в 1984 г., 0,7 – 2,1 т/сут в 1985 г. и в пределах 1,2 – 1,8 т/сут в 1986 г. В 1987 г. дебит нефти был равен 1,3 т/сут. С конца 1987 г. в течение двух лет скважина находилась в консервации. В декабре 1999 г. по ней была получена 1 т нефти. Обводненность добываемой нефти отмечается с ноября 1984 г., т.е. после 10 месяцев безводной эксплуатации. Начальная величина ее составила 46,5 %. В дальнейшем динамика обводнения продукции отличалась стабильностью. При незначительных колебаниях по годам обводненность в среднем равна 63,5 %. Всего добыто 1823 т нефти и 1254 т воды.

Скв. 11984 бурилась на терригенные отложения пашийского горизонта. При прохождении семилукско-мендымских отложений было встречено сильное нефтепроявление. В течение трех месяцев при фонтанном способе эксплуатации скважина работала с дебитом 5,2-5,6 т/сут. После перевода на механизированный способ эксплуатации дебит упал до 0,3 т/сут и скважина была переведена на нижний карбон. Суммарная добыча по скважине составила 994 т безводной нефти.

Скв. 11979 была переведена на семилукско-мендымские отложения в 1985 г. после использования в качестве нагнетательной на пласты пашийского горизонта. Скважина вступила в работу с дебитом нефти 1 т/сут. В 1987 г. он снизился до 0,1 т/сут и скважина переведена в консервацию. Всего добыто 486 т безводной нефти.

Скв. 11988 бурилась на терригенный девон и, после двух лет работы в качестве добывающей, в 1980 г. была переведена на семилукско-мендымские отложения. Дебит нефти по скважине в первые два месяца при фонтанной добыче в среднем составил 5,7 т/сут, после перевода на НГН снизился до 1 т/сут и оставался на этом уровне до середины 1981 г. С июля 1981 г. по декабрь 1987 г. дебит ее равнялся 0,03 т/сут. С 1988 г. по ноябрь 1999 г. скважина находилась в консервации. В декабре 1999 г. она дала еще 1 т нефти. Суммарная добыча составила 994 т.

Всего за время пробной эксплуатации этих скважин из залежи отобрано 25,9 тыс. т нефти и 28,2 тыс. т жидкости. Первые 10 лет отбиралась безводная нефть, начальная обводненность продукции (за счет воды, добытой по скв. 21549) составила 14%, в последующие годы – более 50%. Начальный дебит нефти равен 24 т/сут, в 1999 г. уменьшился до 0,02 т/сут.

По данным гидродинамических исследований четырех скважин начальное пластовое давление изменяется от 9,2 до 19,6 МПа при среднем значении по пласту 11,4 МПа.

Известно, что решающую роль при определении коллекторских свойств пород имеет межзерновая пористость. Трещинная пористость от общей составляет не более 1-3%. И в то же время трещинная проницаемость фактически определяет величину общей проницаемости. Возможно, изменение призабойного давления в процессе бурения приводит к «смыканию» трещин, или происходит их закупоривание глинистыми частицами при фильтрации в пласт бурового раствора. Это может быть объяснением того, что пласт, характеризующийся трещинным коллектором, становится «неприточным».

Результаты обработки данных сейсмической локации бокового обзора (СЛБО) указывают на наличие в рассматриваемых отложениях различных по интенсивности зон трещиноватых пород. Наиболее производительные скважины, согласно этим данным, находятся в зонах с максимальными значениями трещиноватости и, наоборот, скважины с меньшей дебитностью тяготеют к зонам распространения ее минимальных значений.

Несмотря на проведенную в предыдущие годы детализацию геологического строения залежи 444, однозначного решения о характере распределения и локализации промышленной нефтеносности как по разрезу, так и по простиранию содержащих ее пластов до настоящего времени не получено. Для получения такой информации необходимы дополнительные геофизические и геолого-промысловые исследования.

## МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ВИЗУАЛИЗАТОР ИСХОДНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КРИВЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТАХ

Саттаров Р.З., Шакиров В.А. (ТатНИПИнефть)

Источником информации для построения геологической модели залежи и определения параметров при подсчете запасов объемным методом служат результаты геофизических исследований, проводимых в процессе поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатации оцениваемого объекта.

В последние годы информация по геофизическим материалам поступает в цифровом виде. В связи с этим в ТатНИПИнефть создана программа визуализации данных «LogView», позволяющая просматривать исходные кривые ГИС с возможностью отбивки и снятия осредненных попластовых значений.

Программа «LogView» разработана в среде Delphi и эксплуатируется на платформе IBM PC Pentium в операционной программе MS Windows 98, Windows 2000, Windows XP. Интерфейс пользователя реализован с полным соблюдением стандартов Microsoft. Работа с программой «LogView» проста и интуитивно понятна (рис. 1).

Программа «LogView» основана на принципах визуальной обработки информации, что не противоречит идеологии ручной интерпретации данных ГИС, реализуемой повседневно квалифицированными геофизиками и геологами при анализе данных каротажа в процессе решения геологических задач разведки, до-разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Программа «LogView» обладает возможностью графического представления геолого-геофизических дан-

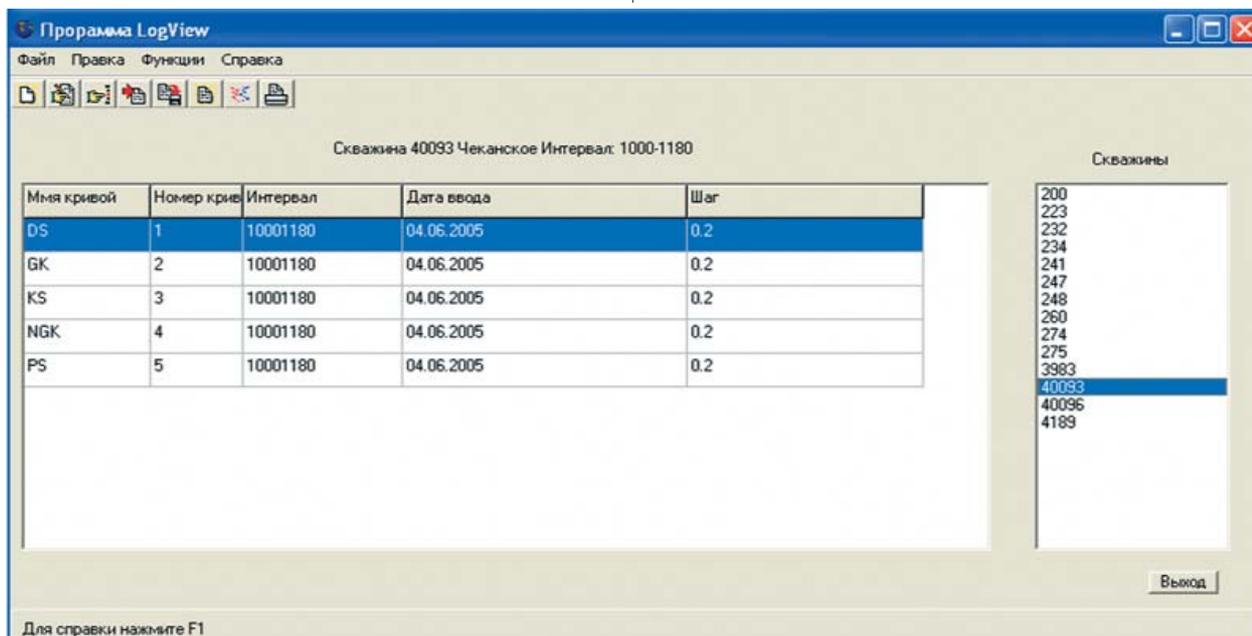


Рис. 1. Главное окно программы «LogView»

ных и результатов их интерпретации на цветных и черно-белых планшетах, формируемых стандартными принтерами и плоттерами.

### Основные функции программы:

#### 1. Контроль качества оцифровки.

Проверяются значения данных оцифровки на наличие некорректных данных. Пользователем задаются предельные значения для каждой кривой в данном интервале. Несоответствие оцифрованных значений с введенными предельными константами, выводятся на экран в виде пунктирной кривой, при этом номер скважины в базе проектов высвечивается другим цветом, что облегчает выявление ошибок при автоматической загрузке данных.

2. В представленной программе предусмотрен режим ручного и автоматического ввода исходных цифровых данных ГИС в формате LAS (LIS) и запись их в локальную базу данных программы для хранения и использования в проектах по скважинам (рис. 2).

Проект по скважине (или по скважинам) создается в процессе введения цифровых данных для заданной площади. Имя проекта соответствует имени директории (если LAS-файлы скважин расположены в отдельной для каждой скважины директории) или берется из названия файла (если все LAS-файлы скважин расположены в одной директории).

Таким образом, распределение LAS-файлов происходит в соответствующие им проекты. Наличие скважинного проекта позволяет индивидуально по скважине производить накопление данных и дальнейшую работу с ними.

Интервал глубины для оптовой загрузки выбирается одинаковым для всех скважин, в дальнейшем есть возможность его корректировки.

3. Графический вывод и корректировка кривых ГИС на экране (рис. 3).

Представленный на рис. 3 планшет исходных кривых наглядно показывает кривые каротажа, расположенные и масштабированные по полям. Горизон-

Рис. 2. Автоматическая загрузка данных

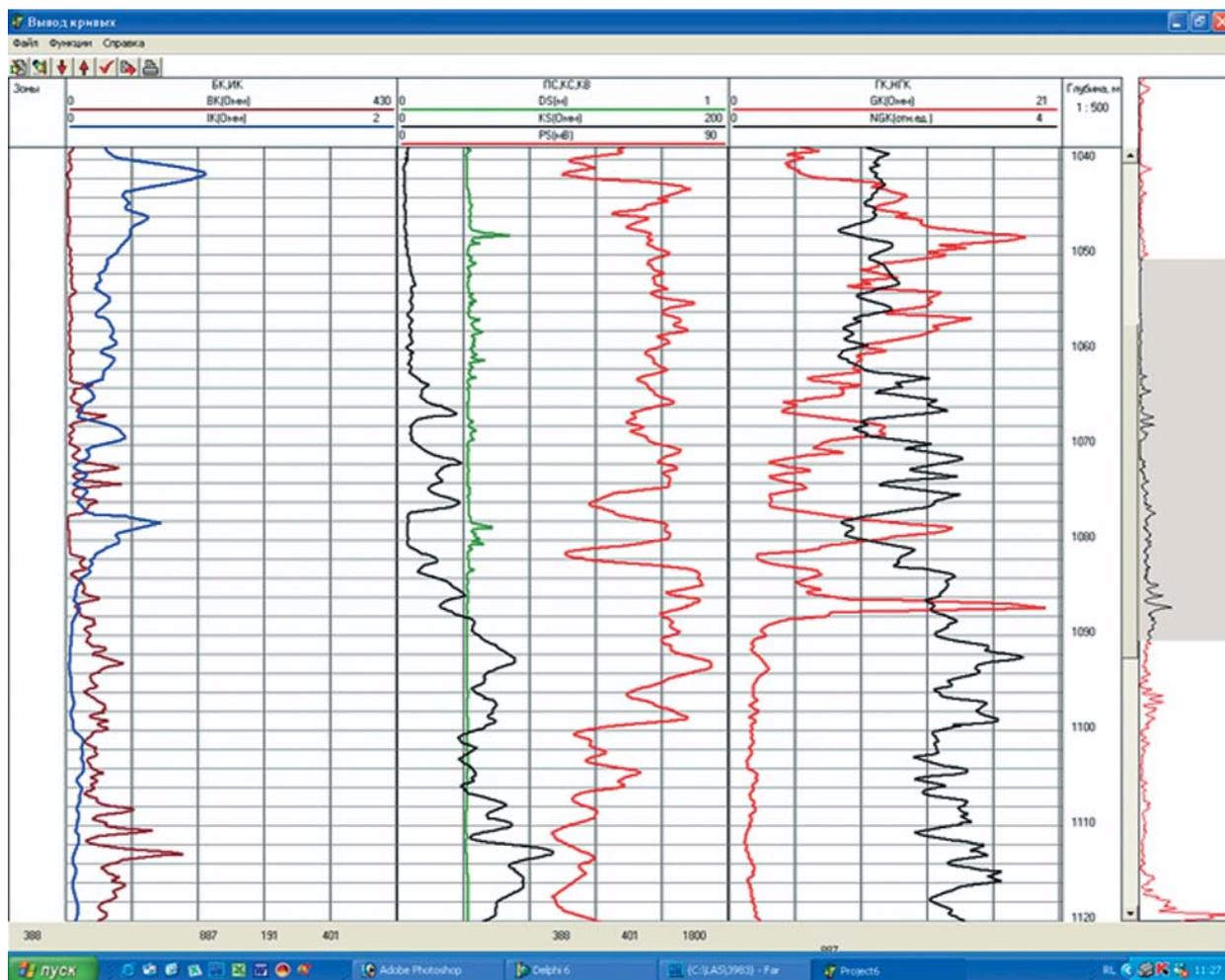


Рис. 3. Вывод кривых

горизонтальные и вертикальные линии помогают интерпретатору качественно проанализировать представленные кривые. Отбивки глубин отмечаются в отдельной шкале через 10 м. В правом поле показано местоположение кривых по кривым НГК и ГК в пределах монитора ПК, что помогает ориентироваться в интервале оцифрованного материала. Для просмотра проиндексированных пластов предусмотрена левая шкала.

Имеется возможность вывода значения кривой и глубины в определенной точке. Для этого нужно выбрать эту кривую и нажать левой кнопкой мыши на требуемую точку.

В программе «LogView» совместно с исходными кривыми возможен просмотр результирующих кривых интерпретации и их оценка на мониторе.

4. Индексирование, ручная отбивка кровли и подошвы пластов.

Отбивка пластов производится в следующей последовательности:

- сначала отбивается кровля пласта, появляется окно справочника индексов пластов (имеется возможность корректировки и пополнения) (рис.4);
  - из справочника выбирается индекс пласта;
  - после отбивки подошвы пласта происходит заливка зоны пласта соответствующим цветом;
  - таким же образом отбиваются следующие пласты;
  - результаты отбивки записываются во внутреннюю базу данных проекта по скважине и по площади.
5. Автоматизированное снятие осредненных попластовых значений исходных кривых.
  6. Определение минимальных и максимальных значений кривых в оцифрованном интервале.
  7. Вывод типовых планшетов с возможностью дальнейшей распечатки.

| KODPLASTA | NPLAST  |
|-----------|---------|
| 1         | АЯКСЫ   |
| 2         | ДО      |
| 3         | В.ИЗВ.  |
| 4         | Д1А     |
| 5         | Д1Б1    |
| 6         | Д1Б2    |
| 7         | Д1Б3    |
| 8         | АРГИЛЛИ |
| 9         | Д1В     |
| 10        | Д1Г     |
| 11        | Д1Г1    |
| 12        | Д1Г2    |

Рис. 4. Справочник индексов пластов

8. Автоматизированное построение схем сопоставления пластов по отбивкам (рис.5).

9. Просмотр результатов интерпретации в формате LAS на экране.

10. Выгрузка и создание попластовой базы ГГД в формате Microsoft Excel (см. таблицу).

База исходных геофизических данных позволит проведение дальнейших геолого-геофизических работ для получения количественных характеристик пластов.

Программа обладает возможностью реверсивного обмена информации «LogView» <=> Microsoft Excel, т. е. проводится загрузка в «LogView» уже имеющихся данных формата \*.xls, отбивок и индексов пластов. Подобный обмен позволит решать достаточно быстро многие задачи: снятие показаний одновременно по выбранному количеству скважин, создание исходной информации в общей базе ГГД (см. таблицу), проведение статистического анализа полученной информации и т.д.

Таким образом, программа «LogView» является инструментом, облегчающим и ускоряющим процесс просмотра и снятия показаний с кривых ГИС, создания и пополнения базы ГГД и, несомненно, обладает рядом преимуществ по сравнению с ручной работой. Удобный интерфейс и простота использования программы облегчает профессиональную работу интерпретатора. Вывод планшетов и построение схем сопоставлений пластов можно с успехом применять для решения геолого-геофизических задач.

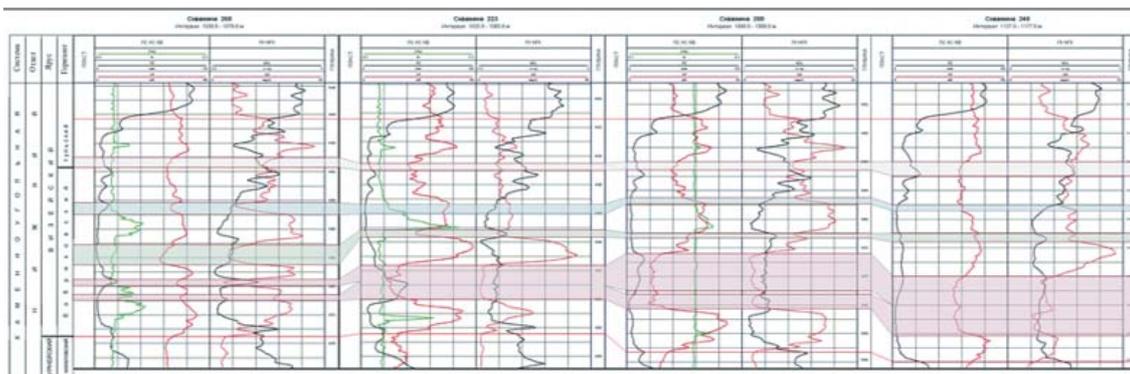


Рис. 5. Схема сопоставления пластов по скважинам

Таблица

| № скв. | Индекс пласта | Кровля, м | Подосва, м | ПС, мВ | КС, Омм | ДС, м | ИК, Омм |
|--------|---------------|-----------|------------|--------|---------|-------|---------|
| 365    | п.Тл изв.     | 1143,6    |            |        |         |       |         |
| 365    | Сбр           | 1152,2    | 1154,4     | 12,0   | 64      | 0,210 | 26,6    |
| 365    | Сбр           | 1155,6    | 1164,0     | 16,2   | 32      | 0,210 | 18,5    |
| 365    | Rp C1-5       | 1167,0    |            |        |         |       |         |
| 365    | Скз+чр        | 1167,0    | 1204,4     | 8      | 45      | 0,214 | 23,2    |
| 365    |               |           |            |        |         |       |         |

Продолжение таблицы

| БК, Омм | ГК, мкр/ч | НГК, усл. ед. | Г <sub>кmax</sub> , мкр/ч | Г <sub>кmin</sub> , мкр/ч | НГК <sub>max</sub> , усл. ед. | НГК <sub>min</sub> , усл. ед. | Толщина, м |
|---------|-----------|---------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------|
|         |           |               |                           |                           |                               |                               |            |
| 68,0    | 2,1       | 1,4           | 12,0                      | 1,2                       | 3,2                           | 0,9                           | 2,2        |
| 31,4    | 3,2       | 1,6           | 12,0                      | 1,2                       | 3,2                           | 0,9                           | 8,4        |
|         |           |               |                           |                           |                               |                               |            |
| 39,0    |           | 2,4           | 12,0                      | 1,2                       | 3,2                           | 0,9                           | 37,4       |
|         |           |               |                           |                           |                               |                               |            |

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТАХ ЮГО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА С СОХРАНЕНИЕМ ПЛАСТОВЫХ СВОЙСТВ

*Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш.  
(ОАО «Татнефть»), Мусин К.М., Фомицев А.В.  
(ТатНИПИнефть)*

Определение коллекторских свойств пород со сложной структурой пустотного пространства является достаточно сложной и, зачастую не до конца решенной задачей не только при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), но даже и при исследовании керна. Одной из проблем, возникающих при интерпретации данных ГИС в таких породах [1], является фактическая невозможность опереться на петрофизические исследования, несмотря на довольно большой объем отбора и анализа керна. Это объясняется тем, что интенсивно трещиновато-кавернозные разности пород практически не участвуют в стандартном анализе керна по причине низкого выноса при отборе керна или невозможности изготовить стандартный образец.

Тем не менее, керна является основным прямым источником информации о свойствах горных пород, поэтому в ОАО «Татнефть» уделяют особое внимание проблемам повышения качества отбора и исследований керна. В компании уже давно стало практикой выбуривание керна диаметром до 100 мм (снаряд «Кембрий»). Это позволило обеспечить вынос керна до 92-98% даже в трещиноватых разностях, что ранее было недостижимо. Однако свойства пород по-прежнему определяются на образцах обычных размеров. В результате значительная часть каменного материала не используется, а ошибки, вызванные неоднородностью сложнопостроенных коллекторов, не учитываются. С целью повышения информативности исследований керна в современных условиях была сформулирована программа по отбору и комплексному изучению керна с сохранением пластовых свойств из основных продуктивных отложений Татарстана. Первым объек-

том, исследованным в рамках реализации данной программы, была скважина, пробуренная на Куакбашской площади с отбором керна в интервалах верейских, башкирских и протвинских отложений. Керна отбирался с изоляцией керна на забое на растворе с неводной основой.

Система с отбором изолированного керна обеспечила в этих отложениях в среднем 97% вынос керна, т.е. оказалась не хуже стандартного керноотборника «Кембрий».

В лаборатории петрофизических исследований ТатНИПИнефть в последние годы разработан и освоен комплекс исследований полноразмерного керна.

Остановимся сначала на определении фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-кавернозных пород. С этой целью разработан способ исследования пород-коллекторов на целых кусках керна объемом до 800 см<sup>3</sup> (традиционные методы предусматривают исследование отдельных фрагментов керна объемом от 10 до 100 см<sup>3</sup>).

Для определения коэффициента пористости предварительно очищенные от нефти, воды и солей и высушенные образцы полноразмерного керна взвешивались на технических весах. Затем, при наличии внешних каверн, боковая поверхность образцов герметизировалась скотчем (чтобы исключить вытекание воды из этих каверн), и образцы вновь взвешивались. Насыщение образцов проводилось моделью пластовой воды ( $\rho_в = 1,14$  г/см<sup>3</sup>), а затем образцы взвешивались насыщенными. После этого герметизирующая боковую поверхность пленка (скотч) снималась. После легкого постукивания (предполагается, что при этом вода выливается из сообщающихся каверн) образцы вновь взвешивались. Объем образцов определялся по обмеру высоты и диаметра.

Расчет общей открытой пористости полноразмерных кернов проводился по формуле:

$$K_n = \frac{(P_3 - P_4) \cdot 100}{V_{обр} \cdot \gamma_{ПВ}}, \quad (1)$$

где  $K_n$  – открытая пористость, %;  $P_3$  – вес насыщенного образца со скотчем, г;  $P_4$  – вес сухого образца со скотчем, г;  $V_{обр}$  – объем образца, см<sup>3</sup>;  $\gamma_{ПВ}$  – плотность модели пластовой воды, г/см<sup>3</sup>.

Расчет доли каверн от общей открытой пористости проводился по формуле:

$$\alpha = 1 - \frac{P_5 - P_6}{P_3 - P_4}, \quad (2)$$

где  $\alpha$  – доля каверн от общей открытой пористости, д. ед.;  $P_5$  – вес насыщенного образца без скотча после постукивания, г;  $P_6$  – вес сухого образца без скотча, г.

Наиболее информативным для определения воздухопроницаемости полноразмерного керна в случае неоднородного коллектора является использование профильного измерителя проницаемости, позволяющего получить распределение проницаемости по всей длине полноразмерного керна. Однако в настоящее время такой прибор в лаборатории ТатНИПИнефти отсутствует, поэтому в какой-то степени заменить этот метод можно применением методики радиальной фильтрации по полноразмерному керну, недостатком которого все же является необходимость работать с образцами керна небольшой длины (10-15 см).

Предварительная подготовка полноразмерного отэкстрагированного керна к определению воздухопроницаемости в режиме радиальной фильтрации состоит в сверлении вдоль образца коаксиального отверстия диаметром 1-2 см. Для определения используется кернодержатель индивидуального изготовления.

Расчет проницаемости полноразмерных кернов в режиме радиальной фильтрации проводился по формуле:

$$K = 0,367 \cdot \frac{C \cdot \lg R/r}{H \cdot t}, \quad (3)$$

где  $K$  – проницаемость, 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>;  $R$  – внешний радиус образца, см;  $r$  – радиус внутреннего отверстия в образце, см;  $H$  – высота образца, см;  $t$  – время фильтрации, с;  $C$  – постоянный коэффициент прибора.

Представляет интерес провести сравнение данных о ФЕС пород, полученных при исследовании полноразмерных образцов керна (образцы с индексом «п»), с данными по керну стандартных размеров (диаметр

2,5 см, длина – 4 см) (табл. 1). Анализ полученных результатов позволяет говорить о сравнительно незначительных расхождениях в определениях пористости, которые могут быть обусловлены и значительной неоднородностью в разрезе скважины. Действительно, средние значения пористости по 13 полноразмерным образцам и 13 соседним образцам обычного размера равны соответственно 8,48 и 8,57%. Проницаемость же по воздуху, определяемая в режиме радиальной фильтрации на больших образцах значительно превосходит проницаемость, определенную на образцах стандартного размера. Так, по 13 полноразмерным и близлежащим к ним обычным образцам среднеарифметические значения проницаемости равны соответственно 0,296 мкм<sup>2</sup> и 0,031 мкм<sup>2</sup>, а среднегеометрические – 0,145 мкм<sup>2</sup> и 0,0013 мкм<sup>2</sup>.

Очевидно, столь существенное превышение проницаемости для образцов полноразмерного керна по сравнению со стандартными образцами объясняется наличием в образцах увеличенного размера трещин и каверн. Причем, в отличие от стандартных образцов эти трещины и каверны являются эффективными и участвуют в фильтрации.

Попытаемся выделить величину проницаемости трещин и каверн из величины общей проницаемости образцов. Как известно, породы коллекторов сложного строения с развитой кавернозностью и трещиноватостью можно рассматривать как породы с двойной пористостью, состоящей из пористости матрицы породы и вторичной пористости, обусловленной наличием трещин и каверн. Для оценки доли вторичной проницаемости, обусловленной проницаемостями трещин и каверн, необходимо выделить сначала величину проницаемости матрицы. Для этого нами построена зависимость коэффициента проницаемости для стандартного керна от коэффициента открытой пористости (рис.1). Эта зависимость хорошо аппроксимируется (с коэффициентом корреляции, равным 0,94) экспоненциальной зависимостью. С хорошей степенью приближения эту зависимость можно использовать для оценки величины проницаемости матрицы породы.

Для использования выведенной зависимости необходимо иметь значение пористости матрицы в полноразмерных образцах. Для этого по значениям величины открытой пористости и доли каверн полноразмерного керна рассчитали пористость матрицы для каждого образца. Далее по аппроксимирующей формуле (рис.1) вычислили значения коэффициентов проницаемости матрицы полноразмерного керна. Величину проницае-

Сопоставление параметров, определенных на образцах обычного (индекс «а») и увеличенного объема (индекс «п»)

| Горизонт, ярус | Номера образцов | Коэффициент открытой пористости, % | Коэффициент проницаемости по газу, $10^{-3} \text{мкм}^2$ |
|----------------|-----------------|------------------------------------|---|
| Верейский      | 1а              | 1,24                               | н/пр  |
|                | 1п              | 1,31                               | 815   |
| Верейский      | 2п              | 10,15                              | 332   |
|                | 8а              | 11,51                              | 15,2  |
| Башкирский     | 3п              | 16,34                              | 725   |
|                | 36а             | 17,19                              | 125   |
|                | 4п              | 15,57                              | 210   |
|                | 41а             | 17,55                              | 113   |
|                | 43а             | 6,01                               | 1,96  |
|                | 5п              | 9,06                               | 149   |
| Башкирский     | 47а             | 18,38                              | 113   |
|                | 6п              | 17,68                              | 741   |
| Серпуховский   | 7п              | 3,23                               | 46,2  |
|                | 55а             | 0,86                               | 0,03  |
|                | 56а             | 6,34                               | 0,16  |
|                | 8п              | 4,76                               | 4,7   |
|                | 57а             | 6,20                               | 0,23  |
|                | 9п              | 3,15                               | 12,6  |
|                | 58а             | 8,29                               | 0,53  |
|                | 10п             | 11,04                              | 270   |
|                | 11п             | 5,30                               | 450   |
|                | 66а             | 3,73                               | 0,07  |
| Серпуховский   | 82а             | 4,32                               | 0,06  |
|                | 12п             | 4,31                               | 9,10  |
| Серпуховский   | 90а             | 9,82                               | 28,5  |
|                | 13п             | 8,30                               | 89,1  |

мости трещин и каверн определили как разницу между величинами проницаемости полноразмерного керна и проницаемости матрицы этого керна. Полученные данные приведены в табл. 2. Как видно, основной вклад в величину проницаемости образцов полноразмерного керна с признаками трещин и каверн вносит именно каверново-трещинная проницаемость.

Таким образом, предложенный и отработанный метод исследований полноразмерного керна существенно повышает информативность анализа керна для интервалов с эффективной каверновой пористостью и трещинной проницаемостью.

Не менее важным параметром, характеризующим коллектор, является коэффициент насыщенности пустотного пространства флюидами. Поскольку система изоляции керна не обеспечивает сохранения забойных давлений по керну, то повышения информатив-

ности в части оценки нефте- и газонасыщения не ожидалось. Предполагалось, что система отбора изолированного керна сохранит естественное водонасыщение керна, исключив проникновение фильтрата бурового раствора в керн. Поэтому программа анализа керна в этой части была направлена на то, чтобы оценить сохранившееся водонасыщение пород. Для этого изготовление образцов для анализа велось с охлаждением керосином (вместо традиционной воды), с последующим определением содержания нефти и воды прямым методом (методом Закса).

Обнаружилось, что баланс нефте-водонасыщения, определенный по методу Закса, далеко не во всех образцах равен 100%. Особенно большая нехватка флюидов отмечается в образцах с хорошими коллекторскими свойствами (рис. 2). Такая нехватка может быть частично объяснена потерями при разгазировании неф-

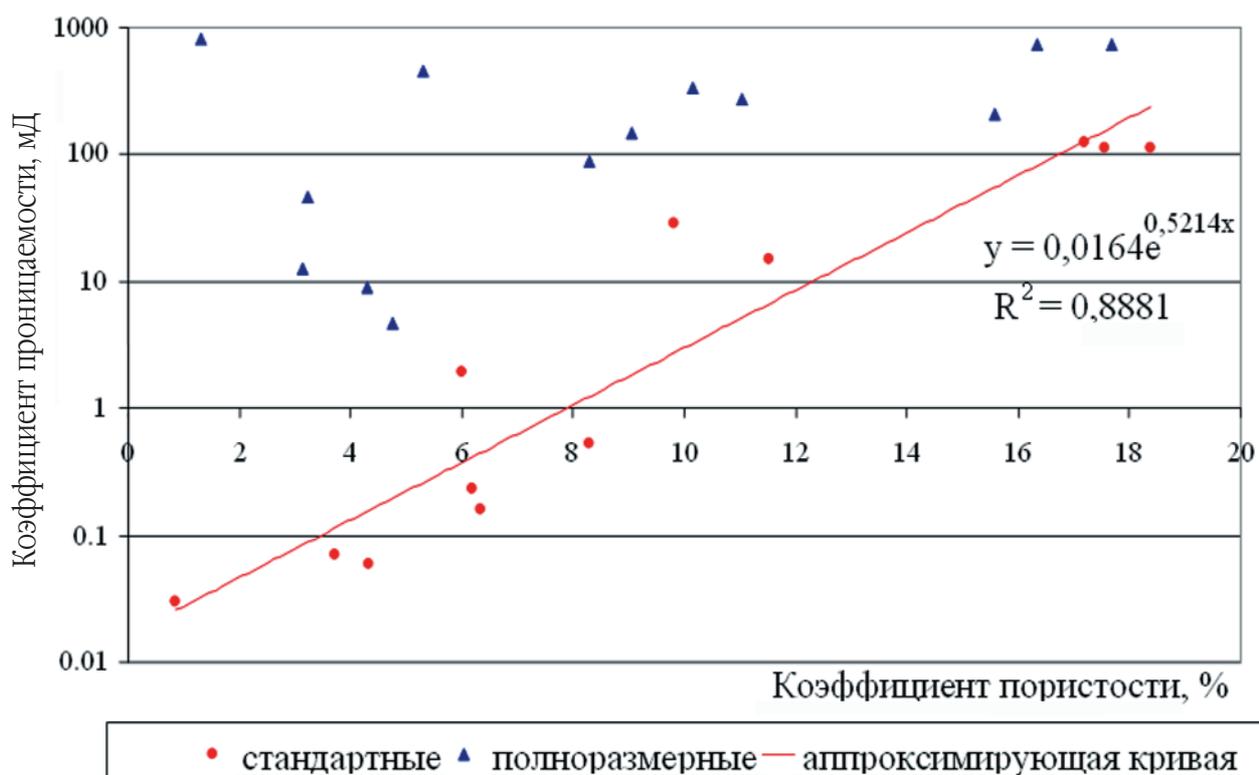


Рис. 1. Зависимость коэффициентов проницаемостей для полноразмерных и стандартных образцов от коэффициента открытой пористости

Таблица 2

Результаты определения каверново-трещинной проницаемости полноразмерных кернов по воздуху в режиме радиальной фильтрации

| Открытая пористость, % | Доля каверн, д.ед. | Коэфф. пористости матрицы, % | Коэффициент проницаемости по воздуху, 10 <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup> |         |                     |
|------------------------|--------------------|------------------------------|--|---------|---------------------|
|                        |                    |                              | общая  | матрицы | каверново-трещинная |
| 1,31                   | 0,18               | 1,074                        | 815  | 0,029   | 814,971             |
| 10,15                  | 0,04               | 9,744                        | 332  | 2,638   | 329,362             |
| 16,34                  | 0,03               | 15,850                       | 725  | 63,664  | 661,336             |
| 15,57                  | 0,03               | 15,103                       | 210  | 43,128  | 166,872             |
| 9,06                   | 0,06               | 8,516                        | 149  | 1,391   | 147,609             |
| 17,68                  | 0,03               | 17,150                       | 741  | 125,377 | 615,623             |
| 3,23                   | 0,17               | 2,681                        | 46,2   | 0,066   | 46,134              |
| 4,76                   | 0,13               | 4,141                        | 4,70   | 0,142   | 4,558               |
| 3,15                   | 0,16               | 2,646                        | 12,6   | 0,065   | 12,535              |
| 11,04                  | 0,06               | 10,378                       | 270  | 3,671   | 266,329             |
| 5,30                   | 0,09               | 4,823                        | 450  | 0,203   | 449,797             |
| 4,31                   | 0,11               | 3,836                        | 9,03   | 0,121   | 8,979               |
| 8,30                   | 0,04               | 7,968                        | 89,1   | 1,045   | 88,055              |

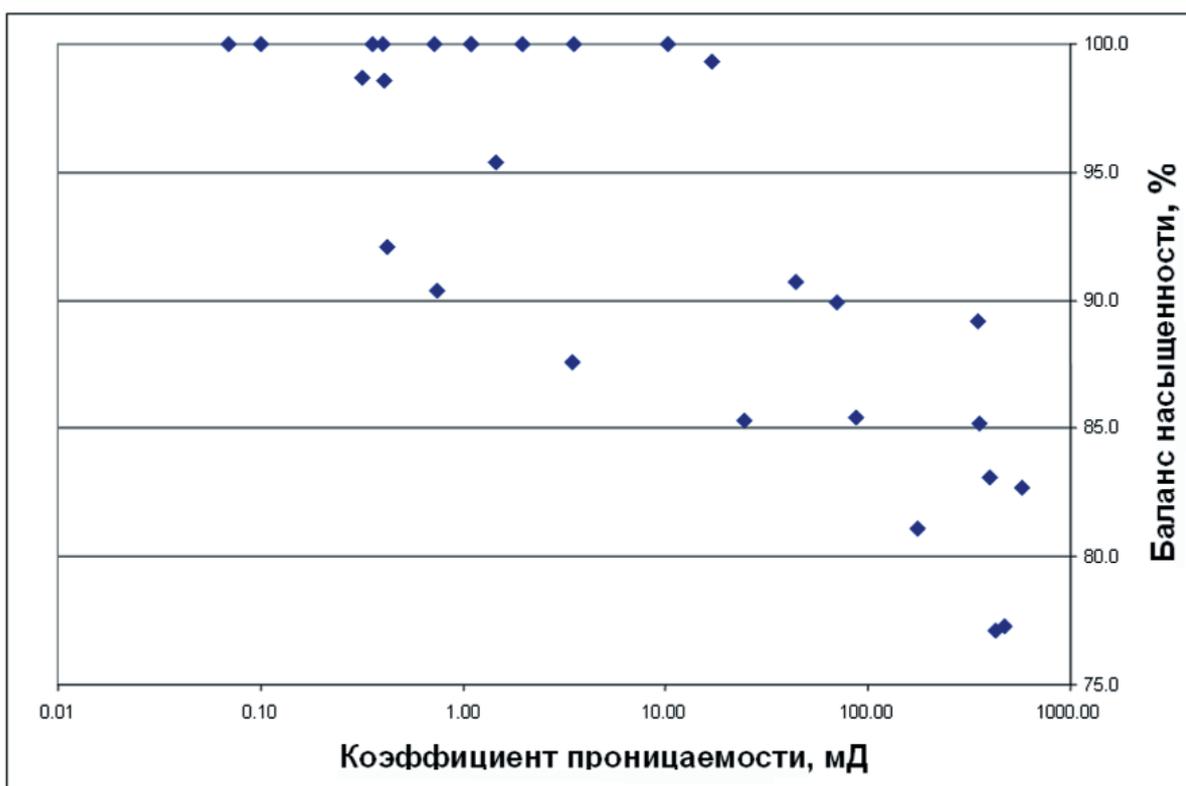


Рис. 2. Зависимость сохранности флюидонасыщения от фильтрационных свойств пород

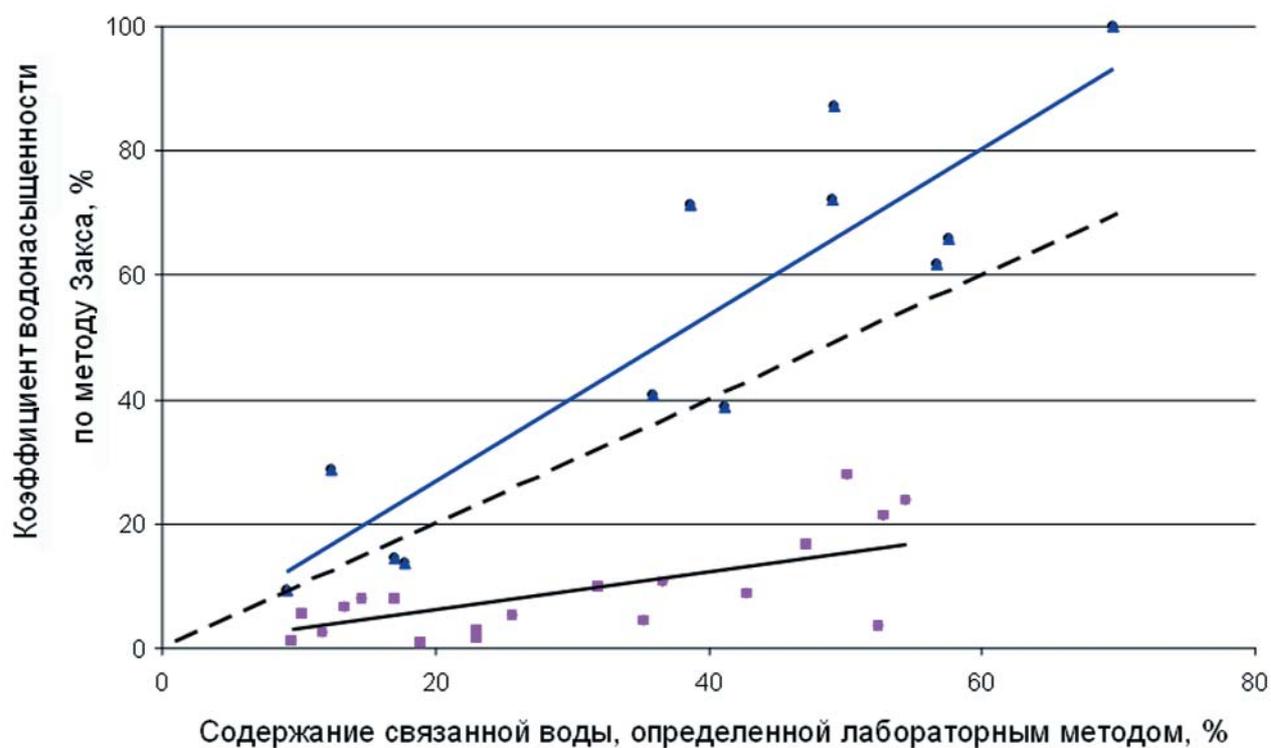


Рис. 3. Зависимость водонасыщенности по методу Закса от содержания связанной воды, определенной лабораторным методом

ти при выносе керн на поверхность. Отчасти это может быть связано с испарением флюидов из керн при транспортировке и хранении (так как концы изолирующей оболочки не были закрыты заглушками), а керн отбирался в жаркое время года. Было замечено, что баланс нефте-водонасыщения зависит от расстояния от места взятия образцов до концов изолирующей оболочки. Чем ближе образец к краю оболочки, тем сильнее нехватка флюидов в поровом пространстве. Следовательно, испарение легких фракций через негерметизированные концы пеналов являлось одной из причин отклонения от 100% баланса нефте-водонасыщения, наряду с разгазированием при выносе на поверхность.

Поскольку при отборе керн по обычной технологии прямая оценка нефте-водонасыщенности продуктивных пород по керну невозможна из-за проникновения в коллектор фильтрата промывочной жидкости, то стандартно в нефтяной зоне нефте-водонасыщенность по керну в лаборатории обычно моделируют. Моделирование проводят путем полного водонасыщения предварительного отэкстрагированного керн с последующим удалением методом центрифугирования подвижной воды на предварительно эталонированных по данным капиллярметрии режимах, предполагая, что нефть занимает именно эту часть порового пространства.

При отборе керн с сохранением пластовых свойств с прямым определением нефте-водонасыщенности представляет особый интерес сравнить результаты прямой оценки с данными косвенной оценки при моделировании условий пласта.

На рис. 3 указана зависимость величины остаточного водонасыщения по методу Закса от содержания связанной воды, определенной методом центрифугирования для одних и тех же образцов. Породы, из которых были отобраны образцы, находятся в нефтенасыщенной зоне выше ВНК, поэтому в идеале можно предположить, что точки на кросс-плоте должны лежать близко к прямой (пунктир на рисунке), проходящей через начало координат под углом  $45^\circ$  (полное совпадение значений смоделированной связанной воды и остаточного водонасыщения по Заксу).

В нашем случае на графике выделилось два облака точек. Нижняя совокупность точек (розовый цвет на графике) показывает точки, в которых фактическая водонасыщенность в керне оказалась практически в два раза ниже, чем смоделированная связанная водонасыщенность. Это может служить основанием для дальнейшего пересмотра эталонировки режимов центрифугирования в карбонатных коллекторах и крити-

ческого осмысления самого механизма формирования остаточного водонасыщения в гидрофобных коллекторах, который, возможно, не до конца удастся смоделировать центрифугированием.

Верхняя совокупность точек (синий цвет на графике) показывает образцы, где фактическая величина водонасыщенности в керне оказалась выше величины связанной водонасыщенности смоделированной в лаборатории. Исходя из того, что вода в керн дополнительно не попадала, можно предположить, что при формировании залежи нефти и газа в коллекторе может сохраниться некоторое количество подвижной воды, которая не является капиллярно-удерживаемой. Оказалось, что эти точки лежат в основном в нижней части вскрытого разреза (протвинские отложения), и, вероятно, характеризуют насыщенность переходной зоны. Характерно, что по данным ГИС в стандартной интерпретации этот интервал характеризуется как нефтеносный, в то время как нефтенасыщенность по керну получается существенно более низкая.

Видимо, об этом же свидетельствуют и измерения удельного сопротивления пород при исходной нефте-водонасыщенности. Выяснилось, что на этих глубинах по керну наблюдаются существенно более высокие удельные сопротивления, чем замеренные в скважине. При явных признаках загипсованности этого интервала единственное объяснение этого нам видится в том, что при выносе керн на поверхность и происходящем разгазировании флюида в этом интервале происходит потеря и соленой пластовой воды, что приводит к повышению сопротивления по керну.

Таким образом, даже первые результаты по отбору и исследованию керн, отобранного по новой технологии с сохранением пластовых свойств, показывают, что и в наше время керн может служить источником информации, недоступной по другим методам и существенно уточняющим представления о пласте.

В карбонатных коллекторах исследования изолированного керн способны внести изменения в алгоритмы оценки нефте-водонасыщенности по данным ГИС в гидрофобных коллекторах и переходных зонах.

## Литература

1. Интерпретация данных ГИС сложных карбонатных коллекторов старого фонда скважин – нестандартные решения / К.М. Мусин, Г.Р. Шарифуллина, Г.Ф. Кандаурова, А.З. Нафиков // Георесурсы. – 2005. – №1(16). – С. 40-42.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В ЭКСПЕРИМЕНТАХ ПО НЕСТАЦИОНАРНОЙ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА КЕРНЕ

Мусин К.М., Сотников О.С., Фомичев А.В.  
(ТатНИПИнефть)

### Введение

Фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса течения пластовых флюидов в породах-коллекторах нефти и газа. Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности используются при решении большого числа геолого-промысловых задач. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеизвлечения, при анализе и контроле за разработкой залежи.

Известно три основных метода получения кривых относительных фазовых проницаемостей по керну:

- расчет ОФП по кривым капиллярного давления;
- определение ОФП в режиме стационарной фильтрации;
- определение ОФП в режиме нестационарной фильтрации в процессе вытеснения одного флюида другим.

Самые достоверные данные об относительных проницаемостях получаются при использовании стационарных методов фильтрации, при которых два или три флюида одновременно закачиваются при постоянной скорости или давлении в течение продолжительного времени для достижения равновесия. Величины насыщенных, скорости закачки и градиенты давлений измеряются и используются для расчетов коэффициентов проницаемости для каждой фазы по

закону Дарси. Исследования стационарными методами очень продолжительны по времени, потому что установление капиллярного равновесия может потребовать несколько часов или дней при каждом значении насыщенности. Также эти методы требуют независимого измерения величины насыщенности флюидов в породе. Преимущества этих методов – высокая достоверность результатов, возможность определять относительную проницаемость в широких диапазонах насыщенности.

Самыми экспрессными лабораторными методами для получения относительных проницаемостей являются нестационарные методы. В этих методах равновесие насыщенностей не достигается, поэтому зависимости величин относительных проницаемостей от насыщенности можно получить в течение нескольких (до первых десятков) часов. Типичный эксперимент по нестационарной фильтрации на керне включает в себя вытеснение пластовых флюидов при постоянном расходе (или постоянном градиенте давления) закачкой вытесняющей жидкости при непрерывном измерении вытесненных объемов. Данные вытеснения анализируются и при помощи различных математических методов получают зависимости относительной проницаемости. Существуют определенные трудности, связанные с нестационарными методами. Такие проблемы при проведении экспериментов, как капиллярные концевые эффекты, вязкостное трение и неоднородность породы создают трудности при измерениях и не позволяют рассчитывать на абсолютную точность.

Метод центрифугирования – еще один нестационарный метод, в котором относительно малые и предварительно насыщенные одним флюидом образцы керна вращаются с определенной угловой скоростью, что ведет к воздействию на них известной центробежной

силы и вытеснению из образца жидкости, расход которой измеряется во времени. Относительные проницаемости затем определяются из экспериментальных данных при помощи математических методов.

Метод центрифугирования быстрее, чем стационарные методы, и считается, что проблемы вязкого трения, обычно связанные с методами вытеснения, не влияют на результаты.

Поскольку методы получения ОФП по данным центрифугирования и по данным нестационарной фильтрации в процессе вытеснения сопоставимы по затратам времени, то имеет смысл сопоставить их результаты с точки зрения достоверности полученных данных.

### Методика расчета ОФП по кривым капиллярного давления

Зависимости величины капиллярных давлений определяются методом центрифугирования водонасыщенного образца в воздухе с охлаждением в соответствии с существующим отраслевым стандартом. Расчет капиллярного давления ( $P_k$ ) для каждой ступени центрифугирования проводится по формуле:

$$P_k^i = 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot n_i^2 \cdot \Delta\rho \cdot \left( \frac{3 \cdot R \cdot H + H^2}{6} \right), 10^{-1} \text{ МПа}, \quad (1)$$

где  $n$  – число оборотов ротора центрифуги в минуту;  $\Delta\rho$  – разница плотностей насыщающих фаз (воды и воздуха), г/см<sup>3</sup>;  $H$  – высота (длина) образца, см;  $R$  – расстояние от центра вращения до ближайшего торца образца.

Значение водонасыщенности, практически не изменяющееся с ростом капиллярного давления, принимается за величину содержания остаточной воды (неснижаемая водонасыщенность). При эталонировании по методу полупроницаемой мембраны было установлено, что наилучшие результаты по величине неснижаемой водонасыщенности дает центрифугирование в режимах, обеспечивающих перепад давлений на торцах в 0,175 МПа. По вычисленным значениям капиллярного давления строятся кривые капиллярных давлений.

Далее необходимо провести нормирование кривых капиллярного давления и перейти к пластовым условиям. Нормирование осуществляется с использованием функции Леверетта. Для расчета по функции Леверетта необходимо знать величины пористости и про-

ницаемости пласта, межфазного натяжения на границе «нефть–вода» в пластовых условиях, расстояния от водонефтяного контакта до кровли нефтенасыщенной части пласта и плотности нефти и воды в пластовых условиях. По причине отсутствия части этих данных, в общем случае часто используют справочные данные.

Для расчета относительных фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления в качестве основной модели была выбрана капиллярно-статистическая модель Вилли-Гарднера. Преимущество данной модели заключается в том, что она устанавливает связь между кривой капиллярного давления и другими свойствами породы только на основании статистических соображений о закономерностях соединения различных капилляров друг с другом без количественных предположений о геометрии пор. Эта модель предусматривает соответствие между величинами остаточной насыщенности смачивающей фазой (водой) моделируемой породы и моделью. Для расчетов ОФП по указанной модели предполагается, что остаточная вода в моделируемой породе не участвует в фильтрации.

Формулы для расчета ОФП по воде ( $k_{gw}$ ) и по воде и нефти ( $k_{gn}$ ) с учетом вышесказанного можно записать в виде:

$$k_{gw} = \frac{(S - S_0)^2}{(S_{\max} - S_0)^2} \cdot \frac{\int_{S_0}^S dS / P_k^2(S)}{\int_{S_0}^{S_{\max}} dS / P_k^2(S)}, \quad (a)$$

$$k_{gn} = \frac{(S_{\max} - S)^2}{(S_{\max} - S_0)^2} \cdot \frac{\int_S^{S_{\max}} dS / P_k^2(S)}{\int_{S_0}^{S_{\max}} dS / P_k^2(S)}, \quad (b) \quad (2)$$

$$P_k(S) = \sigma \cdot \cos\theta \cdot \sqrt{m/k} \cdot J(S), \quad (в)$$

где  $S$  – коэффициент насыщенности водой в моделируемой породе;  $S_0$  – коэффициент неснижаемой (остаточной) водонасыщенности;  $S_{\max}$  – максимально возможная величина коэффициента водонасыщенности;  $\sigma$  – коэффициент межфазного натяжения;  $\theta$  – угол смачиваемости.

Методика расчета ОФП по формулам (2a) и (2б) заключается в численном интегрировании в заданных пределах функции  $f(S) = 1/P^2(S)$ , поскольку коэффициенты  $\sigma$ ,  $\cos\theta$ ,  $\sqrt{m/k}$ , в (2a) как постоянные величины выносятся за знак интеграла и сокращаются.

Данный метод расчета кривых ОФП был освоен в лаборатории петрофизических исследований ТатНИПИнефть и активно применяется с 90-х годов прошлого столетия.

### Методика определения кривых ОФП по результатам нестационарной фильтрации в процессе вытеснения флюидов

При использовании этого метода предполагается, что исследуемые фазы несжимаемы и во время эксперимента величины скорости закачиваемой жидкости и давления на выходном конце керна поддерживаются постоянными [1]. Так как эксперименты проводятся в лаборатории, предполагается, что вязкостные и капиллярные силы значительны, а гравитационные незначительны. Данные, получаемые из эксперимента – это давление и количество вытесненной жидкости, которые изменяются со временем. Давление измеряется при помощи чувствительного дифференциального манометра, который фиксирует разницу давления между входным и выходными концами кернодержателя. Количество вытесненной жидкости измеряется при помощи сепаратора, позволяющего отслеживать объем вытесняемой фазы, поступающей из керна. Величины относительных фазовых проницаемостей в зависимости от насыщенности вычисляются с использованием следующих зависимостей:

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \cdot \frac{(S_e)^{\epsilon_w} + A S_e}{1+A}, \quad (a)$$

$$k_{rmw} = k_{rmw}^0 \cdot \frac{(1-S_e)^{\epsilon_{nw}} + B \cdot (1-S_e)}{1+B}, \quad (б) \quad (3)$$

$$S_e = \frac{S_w - S_{w \min}}{S_{w \max} - S_{w \min}}, \quad (в)$$

где  $(S_w)_{\min}$  – величина минимальной водонасыщенности, которая определяется при вытеснении мето-

дом дренирования и также равняется начальной водонасыщенности при вытеснении в направлении пропитки.  $(1 - S_{w \max})$  – остаточная насыщенность несмачивающей фазой, которая определяется при вытеснении пропиткой и также равняющаяся величине начальной насыщенности несмачивающей фазой при вытеснении в направлении пропитки;  $k_{rw}^0$  и  $k_{rmw}^0$  – значения ОФП в конечных точках;  $\epsilon_{nw}$  и  $\epsilon_w$  – итерационные параметры, подбираемые при сопоставлении экспериментальных и модельных данных; величины  $A$  и  $B$  – константы, не влияющие на форму ОФП и используемые для их линеаризации, при приближении к нулевым значениям.

### Исходные данные и результаты экспериментов

Сопоставление кривых ОФП было проведено на примере четырех образцов, отражающих различные геологические и литологические особенности продуктивных пород месторождений Татарстана. Данные по образцам приведены в таблице.

Результаты расчетов ОФП по кривым капиллярных давлений и по данным исследований при нестационарной фильтрации приведены на рис. 1-4.

### Заключение

Анализируя результаты экспериментов, можно сказать, что кривые ОФП для воды, полученные разными методами, имеют большую схожесть для образцов с хорошими коллекторскими свойствами. Так, для образца 5 наблюдается полное совпадение кривых ОФП для воды, полученных методом центрифугирования и при вытеснении пропитыванием. Для образца 29 так же наблюдается хорошее совпадение кривых ОФП для воды, полученных разными методами. При ухудшении коллекторских свойств образцов различие в кривых ОФП по воде увеличивается. Особенно сильно это проявляется для образца 1, для которого кривая

Таблица

Описание образцов керна

| № образца | Литология               | Формация | Длина, см | Диаметр, см | Коэфф. пористости, % | Коэфф. проницаемости, мД | Объем связанной воды, % |
|-----------|-------------------------|----------|-----------|-------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|
| 1         | Песчаник                | девон    | 4,1       | 2,57        | 17,3                 | 468                      | 21                      |
| 5         | Песчаник                | девон    | 3,93      | 2,5         | 21,7                 | 945                      | 7,82                    |
| 86        | Известняк               | турне    | 4,0       | 2,55        | 13,56                | 93,4                     | 19,6                    |
| 29        | Песчаник мелкозернистый | тула     | 3,97      | 2,55        | 21,41                | 197                      | 20,74                   |

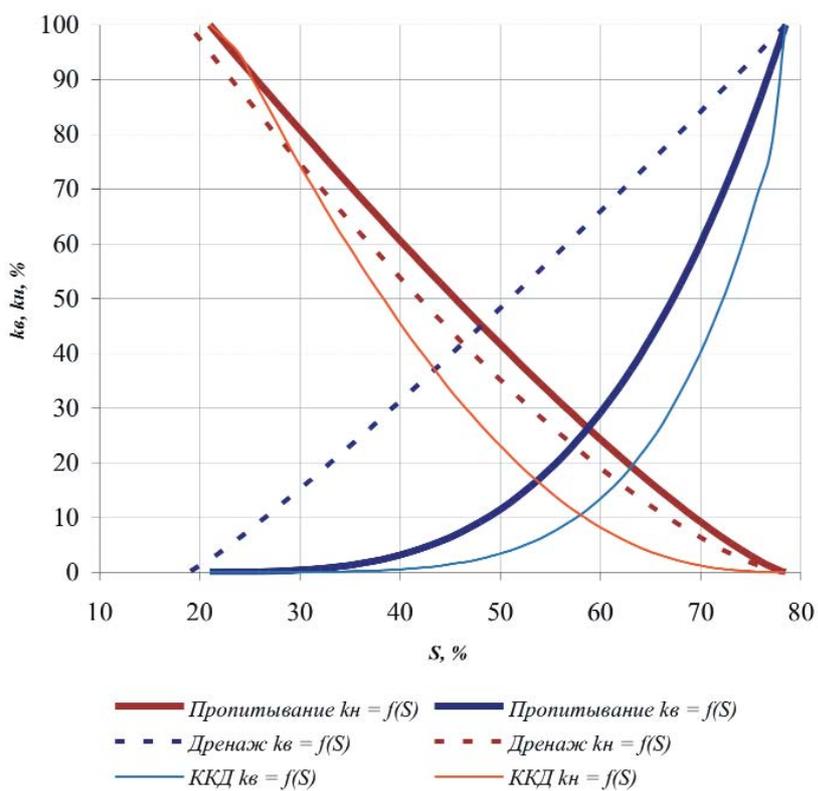


Рис. 1. Кривые относительной фазовой проницаемости для образца 1

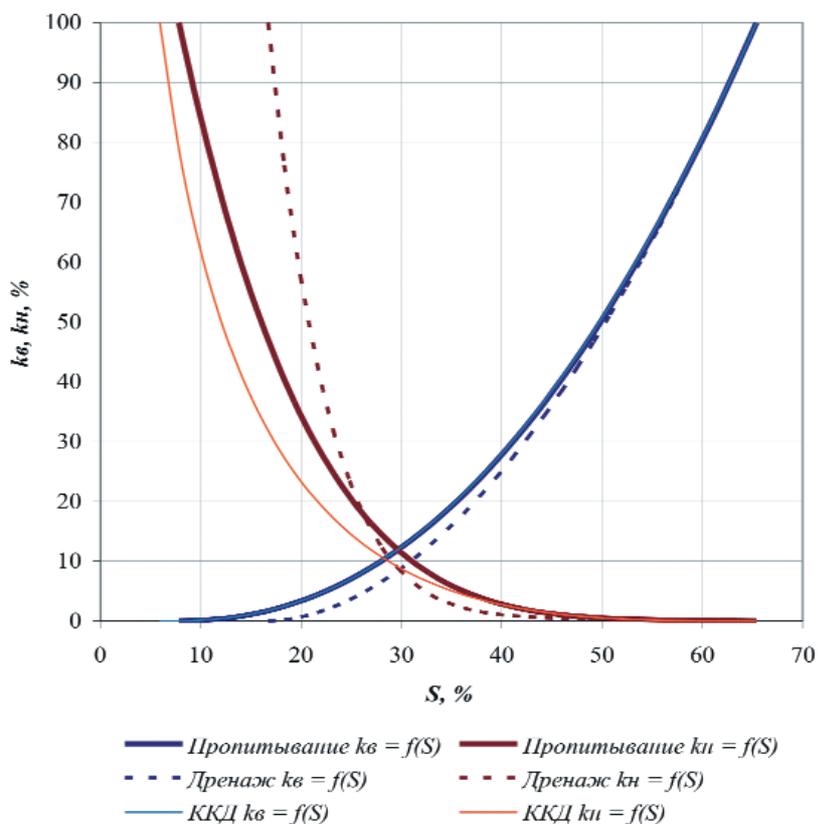


Рис. 2. Кривые относительной фазовой проницаемости для образца 5

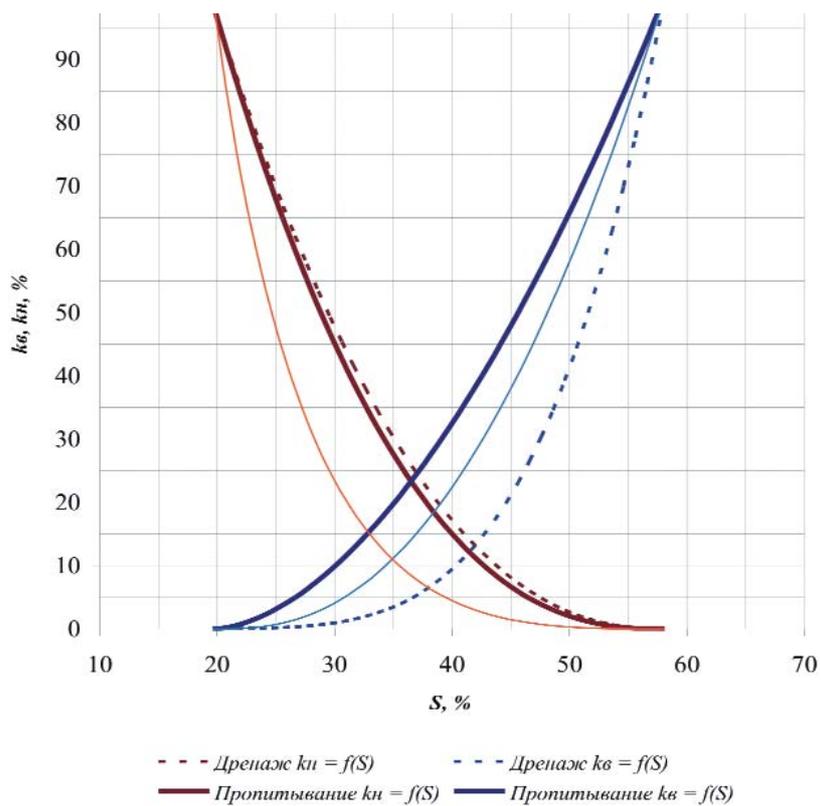


Рис. 3. Кривые относительной фазовой проницаемости для образца 8б

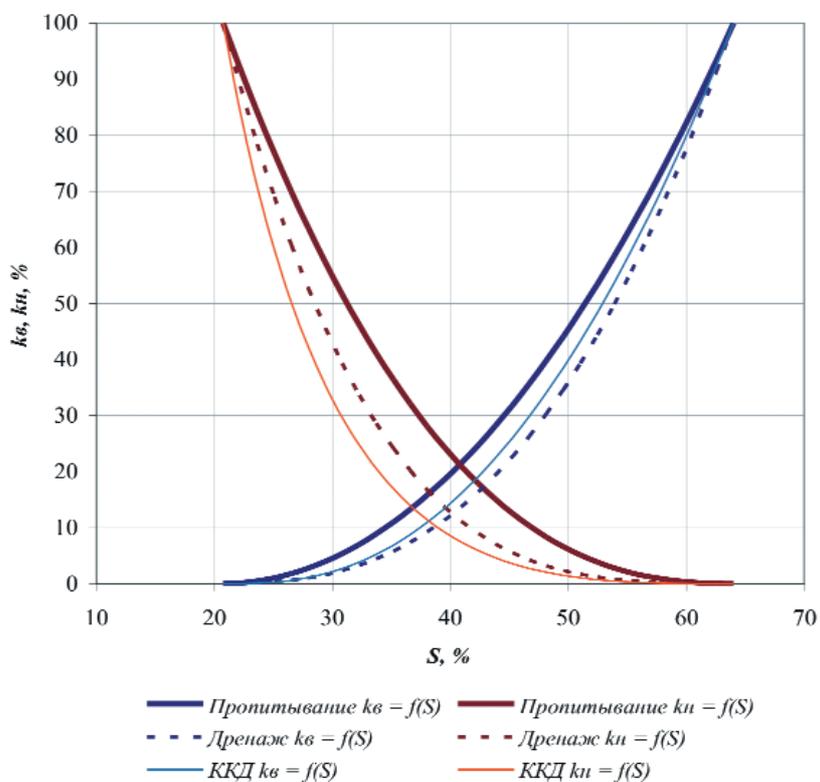


Рис. 4. Кривые относительной фазовой проницаемости для образца 29

ОФП по воде для процесса вытеснения методом дренированием проходит гораздо выше других двух кривых.

В отличие от фазовых проницаемостей для воды, кривые ОФП для нефти, полученные при нестационарной фильтрации, во всех случаях довольно существенно отличаются от кривых, полученных методом центрифугирования.

По-видимому, различие в кривых ОФП для нефти и схожесть кривых ОФП по воде, полученных при центрифугировании и нестационарном вытеснении, можно объяснить следующим образом. При проведении экспериментов на центрифуге по образцу фильтруется вода, вытеснение которой происходит в присутствии воздуха под действием центробежных сил. Как таковая, нефть в данном эксперименте отсутствует и зависимость ОФП для нефти в модели Вилли-Гарднера вычисляется исходя из кривых капиллярного давления для системы вода-воздух с применением справочных параметров по межфазному натяжению.

Поскольку величина межфазного натяжения в системе нефть-вода зависит от состава нефти, то справочные данные могут существенно отличаться от реальных данных в конкретном случае, поэтому и рассчитанная кривая ОФП нефти может сильно отличаться от фактической. В то же время при экспериментах по нестационарной фильтрации в керне происходит реальная фильтрация как нефти, так и воды, а потому кривые ОФП, полученные данным методом, следует считать более соответствующими процессам, которые реально происходят в пластах-коллекторах при добыче из них нефти. Поэтому именно эти кривые должны использоваться для построения гидродинамических моделей месторождений.

### Литература

1. Sigmund P.M. and McCaffery F.G.: «An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative-Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media», SPE J. – 1979, February.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД

*Иктисанов В.А., Мусабирова Н.Х.  
(ТатНИПИнефть), Фокеева Л.Х. (АГНИ)*

### Введение

В настоящее время опубликовано большое количество методик интерпретации экспериментальных кривых восстановления (КВД) и падения (КПД) давления. Многообразие методик вызвано принятием различных допущений и предпосылок при решении задач неустановившейся фильтрации. Традиционно большинство из них базируется на использовании аналитических уравнений, которые могут быть получены только для некоторых частных случаев.

Методики интерпретации результатов гидродинамических исследований постоянно совершенствуются за счет учета влияния различных факторов на характер КВД и КПД. К основным из них можно отнести: продолжающийся приток жидкости после закрытия скважин, совместную эксплуатацию нескольких пластов или горизонтов, наличие открытых и закрытых границ пласта, многофазную фильтрацию, нелинейную фильтрацию, обусловленную начальным градиентом давления и/или сжимаемостью трещин и порового пространства. В данной статье рассмотрим влияние только ряда факторов.

### Использование логарифмической производной для диагностирования типов потока

Одним из способов, содействующих повышению достоверности определения фильтрационных параметров пластов, является применение логарифмической производной давления [12, 13, 14, 15, 16]. Ее наличие позволяет получить дополнительную информацию о характере фильтрации жидкости, диагностировать тип коллектора – поровый или трещинно-поровый,

выделить влияние пересекающих скважину трещин и закрытых или открытых границ пласта. Впервые использование производной давления предложила группа французских специалистов во главе с Bourdet D. [12, 13]. В билигарифмических координатах  $\lg t \, dP/dt - \lg t$  тангенс угла наклона для радиального потока равен 0, для линейного потока – 0,5, при влиянии продолжающегося притока – 1. В настоящее время опубликовано большое количество работ, посвященных диагностированию типа потока.

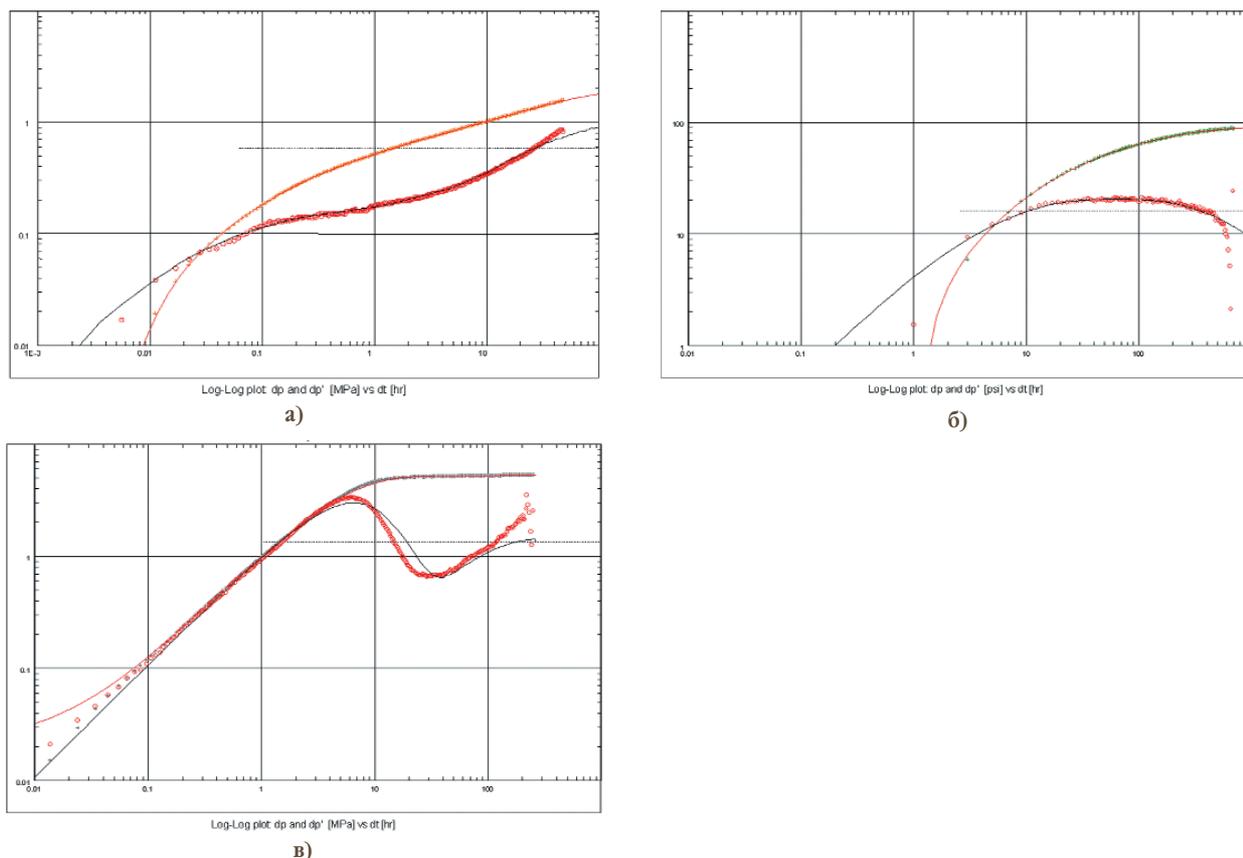
Применение данного подхода долгое время было ограничено в связи с существенной погрешностью расчета производной забойного давления. Известно, что дифференцирование экспериментальных точек всегда приводит к ошибке, вызванной вычитанием близких значений, содержащих статистическую погрешность. Однако эту ошибку можно существенно уменьшить, если при дифференцировании использовать не соседние точки, а разделенные между собой дифференциальным интервалом [16]:

$$t(dP/dt)_{\bar{i}} = \frac{\ln(t_i/t_{i-k})\Delta P_{i+j}}{\ln(t_{i+j}/t_i)\ln(t_{i+j}/t_{i-k})} + \frac{\ln(t_{i+j}/t_{i-k}/t_i^2)\Delta P_i}{\ln(t_{i+j}/t_i)\ln(t_i/t_{i-k})} - \frac{\ln(t_{i+j}/t_i)\Delta P_{i-k}}{\ln(t_i/t_{i-k})\ln(t_{i+j}/t_{i-k})}, \quad (1)$$

где  $\ln t_{i+j} - \ln t_i \approx 0,2$ ;  $\ln t_i - \ln t_{i-k} \approx 0,2$  – дифференциальный интервал;  $i, j, k$  – номера точек.

Обычно дифференциальный интервал составляет около 0,2 от логарифмического цикла.

Ниже приводятся практические примеры использования логарифмической производной. Так, рост производной на конечном участке КВД свидетельствует о наличии вблизи скважины непроницаемых границ (рис. 1). Эта же тенденция может быть вызвана влиянием работы соседних скважин. Падение производной на ко-



**Рис. 1. КВД и ее производная в билгарифмических координатах:**

- а) ГС 179-87 (непроницаемая граница на расстоянии 140 м от ГС);
- б) ГС 38037 г (круговая граница с постоянным давлением на расстоянии 850 м от ГС);
- в) скв. 179-92 (емкостный коэффициент  $\omega = 0,99$ ; коэффициент перетока из матрицы в трещины  $\lambda = 2,2 \cdot 10^{-6}$ )

нечном участке характеризует наличие вблизи скважины открытой границы или области с постоянным давлением (рис. 2). Если логарифмическая производная забойного давления содержит минимум, то это свидетельствует о наличии пласта с двойной пористостью или трещинно-порового пласта (рис. 3).

### Причины возникновения максимума логарифмической производной

Как правило, для восстановленных кривых давления наблюдается максимум логарифмической производной. Ему соответствует точка перегиба давления в полулгарифмических координатах. Считается, что до возникновения максимума преобладающее влияние оказывает продолжающийся приток, о чем свидетельствует тангенс угла наклона логарифмической производной, равный единице, а после максимума влияние притока исчезает. В связи с этим существование максимума различные авторы относят к влиянию продолжающегося притока. Именно по этой причине реко-

мендуется определять гидропроводность пласта по участку КВД, отстоящему на 1,5 логарифмических цикла от окончания тангенса угла наклона логарифмической производной, равного единице.

Следует подчеркнуть, что влияние притока на КВД происходит на всем протяжении исследований, вплоть до стабилизации забойного давления или уровня в затрубном пространстве. Поэтому выделение участка времени, после которого прекращается влияние притока, является значительным упрощением.

Возникновение максимума логарифмической производной может быть вызвано и иными причинами [7], а именно: 1) деформацией пласта; 2) одновременным влиянием предыстории работы скважины и переменного притока (рис. 2); 3) немонотонным характером изменения дебита с течением времени (рис. 3); наличием ухудшенных свойств призабойной зоны.

Для условий ОАО «Татнефть» наиболее вероятной причиной является влияние предыстории работы скважины и переменного притока. Однако в каждом

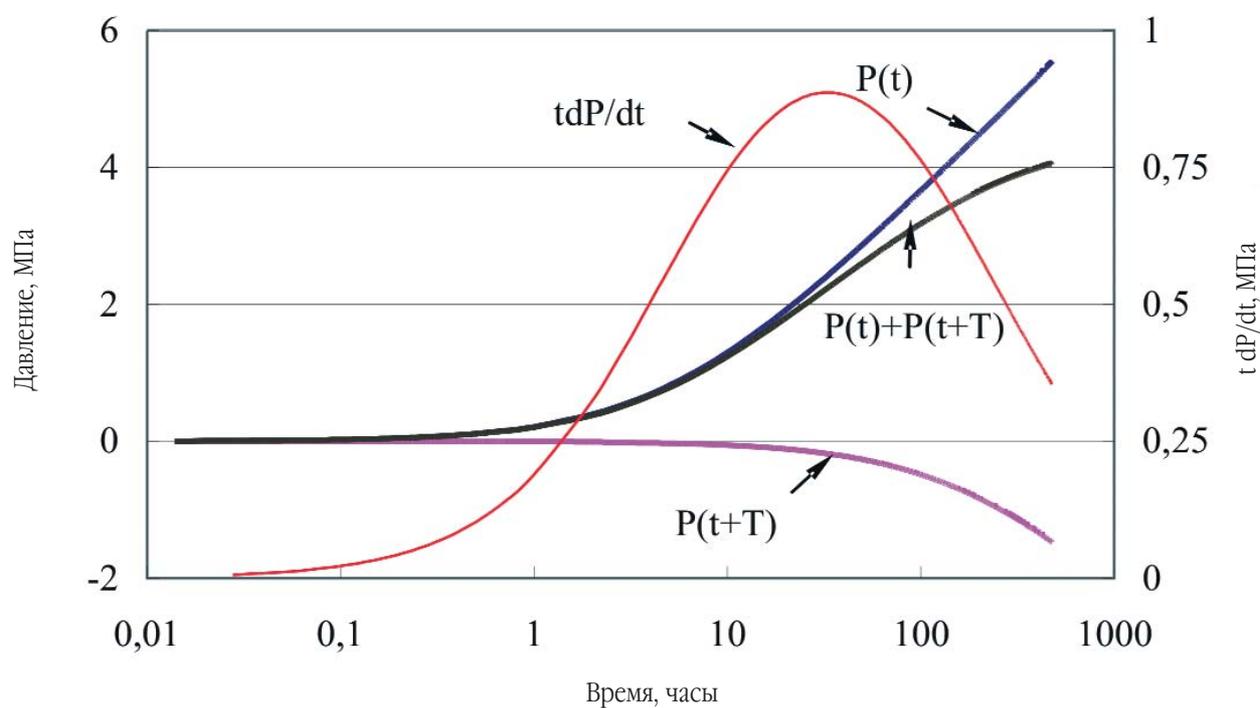


Рис. 2. Кривые восстановления  $P(t)$  и падения  $P(t+T)$  давления при использовании метода Хорнера и логарифмическая производная  $t \frac{dP}{dt}$ , соответствующая суммарной КВД  $P(t) + P(t+T)$

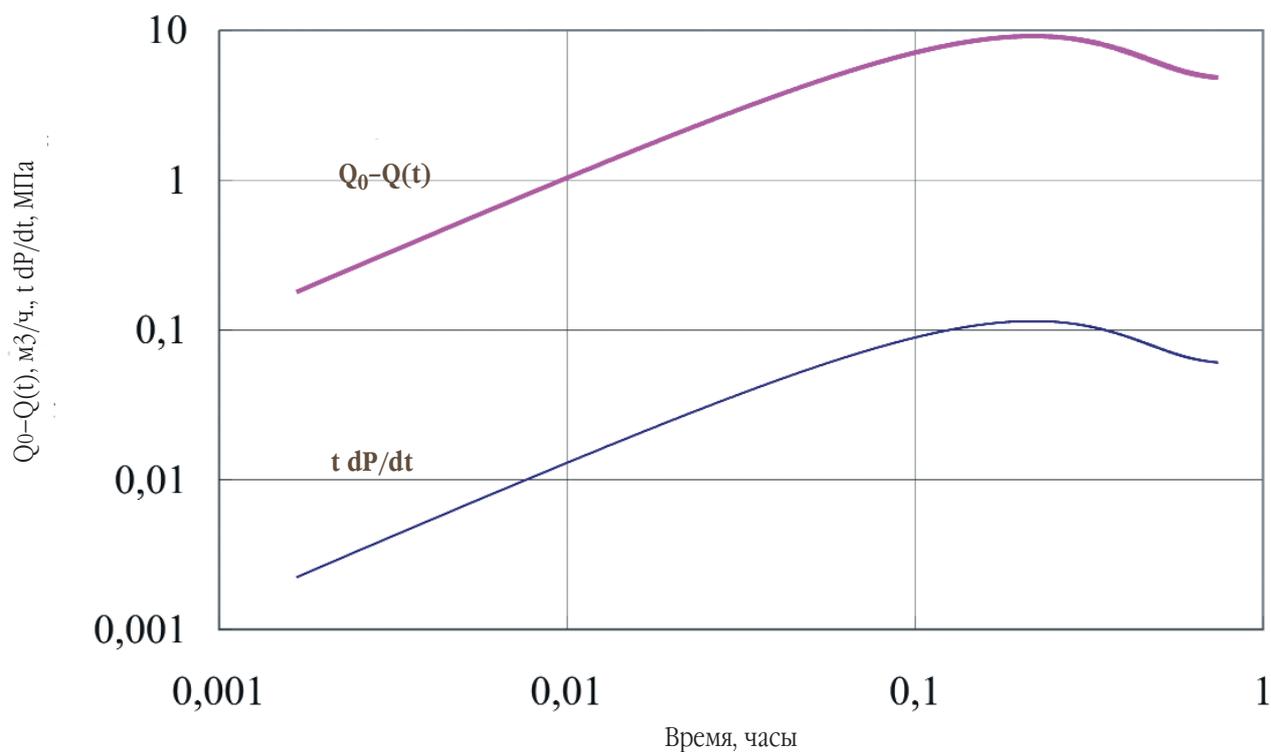


Рис. 3. Зависимости логарифмической производной и расхода с течением времени при переводе нагнетательной скважины на другой режим

конкретном случае интерпретации КВД необходимо выяснить причину возникновения максимума логарифмической производной с тем, чтобы определить фильтрационные свойства коллектора с максимальной степенью достоверности.

### Влияние продолжающегося притока жидкости в скважину

Методики интерпретации КВД с учетом притока позволяют определять параметры призабойной и удаленной зон пласта. Решению данной задачи были посвящены работы многих авторов. Учет притока достигается при помощи: 1) непосредственных замеров глубинными приборами [1, 2], 2) применения дифференцирования или интегрирования экспериментальных значений давления [3, 8], 3) совмещения экспериментальных КВД и логарифмической производной с типичными кривыми [10, 12, 14, 15, 16]. Выполнение первого условия сопряжено со значительными трудностями спуска-подъема дебитомеров через затрубное пространство насосных скважин. Второй путь связан с возникновением существенной погрешности, обусловленной вычитанием двух близких значений, содержащих статистическую погрешность.

Процесс подгонки с типичными кривыми осуществляется не только при помощи палеток, но и расчетным способом с использованием программных комплексов «Saphir», «Pansystem», «Fekete» и др. (рис. 4). Как показала практика, недостатком существующего подхода является высокая степень погрешности определения скин-эффекта. Абсолютная величина перепада давления за счет скин-эффекта  $\Delta P_s$  иногда сопоставима с депрессией на пласт  $\Delta P$ , а в некоторых случаях и превышает ее, что является свидетельством достаточно большой погрешности определения скин-эффекта и учета влияния притока.

Отметим, что гидродинамические исследования скважин ОАО «Татнефть» имеют свою специфику. Вместо КВД для добывающих скважин производится снятие кривой восстановления уровня жидкости с одновременной записью затрубного давления. Наличие малопродуктивных коллекторов приводит к существенному возрастанию времени восстановления давления. Большинство КВД являются недовосстановленными. Участок, отстоящий на 1,5 логарифмического цикла от максимума производной, по которому должно производиться определение гидропроводности удаленной зоны пласта, не достигается. Основным условием достоверной интерпретации КВД в этом случае явля-

ется повышение точности учета продолжающегося притока жидкости в скважину.

Для решения поставленной задачи будем производить дифференцирование не экспериментальных, а расчетных значений давления. Погрешность дифференцирования в этом случае существенно уменьшается за счет отсутствия статистической погрешности.

Восстановление давления в однородном поровом бесконечном по простиранию пласте с учетом продолжающегося притока жидкости в скважину описывается известным уравнением ван Эвердингена и Херста [9, 3, 8]:

$$\Delta P(t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t Q(t-\tau) \frac{e^{-\frac{r^2}{4\chi\tau}}}{\tau} I_0\left(\frac{r_w^2}{4\chi\tau}\right) d\tau, \quad (2)$$

где  $\Delta P(t)$  – изменение давления от установившегося значения;  $\epsilon$  – гидропроводность;  $\chi$  – пьезопроводность;  $r_w$  – радиус скважины;  $Q$  – дебит;  $I_0$  – функция Бесселя первого рода нулевого порядка от мнимого аргумента.

В интегральном уравнении (2) используется два параметра времени:  $t$ , исчисляемое с момента закрытия скважины, и  $\tau$ , характеризующее ступеньку изменения притока  $\Delta Q_i$  в момент времени  $\tau_i$ . Уравнение справедливо для любого закона изменения дебита.

При описании послепритока известным уравнением:

$$Q(t) = F/\rho g (dP/dt)_{t=0}, \quad (3)$$

интеграл (2) можно представить в виде:

$$4\pi\epsilon \Delta P = \Sigma (Q_0 - F/\rho g (dP/d\tau)) \frac{e^{-r^2/4\chi\tau}}{i\Delta\tau} I_0\left(\frac{r^2}{4\chi i\Delta\tau}\right) \Delta\tau. \quad (4)$$

В процессе создания численной схемы решения уравнения (4) получено следующее дифференциальное уравнение:

$$dP/d\tau = \frac{Q_0}{4\pi\epsilon\tau e^{-r^2/4\chi\tau} / I_0(r^2/4\chi\tau) + F/\rho g}. \quad (5)$$

Данное уравнение схоже с выведенным ранее уравнением [5, 6] за исключением наличия функции Бесселя. Другими словами, уравнение (5) аналогично уравнению ван Эвердингена и Херста (2) для закона притока, определяемого уравнением (3). Вероятно, именно по этой причине ранее отмечалось совпадение численных расчетов, выполненных по уравнениям (2) и (5).

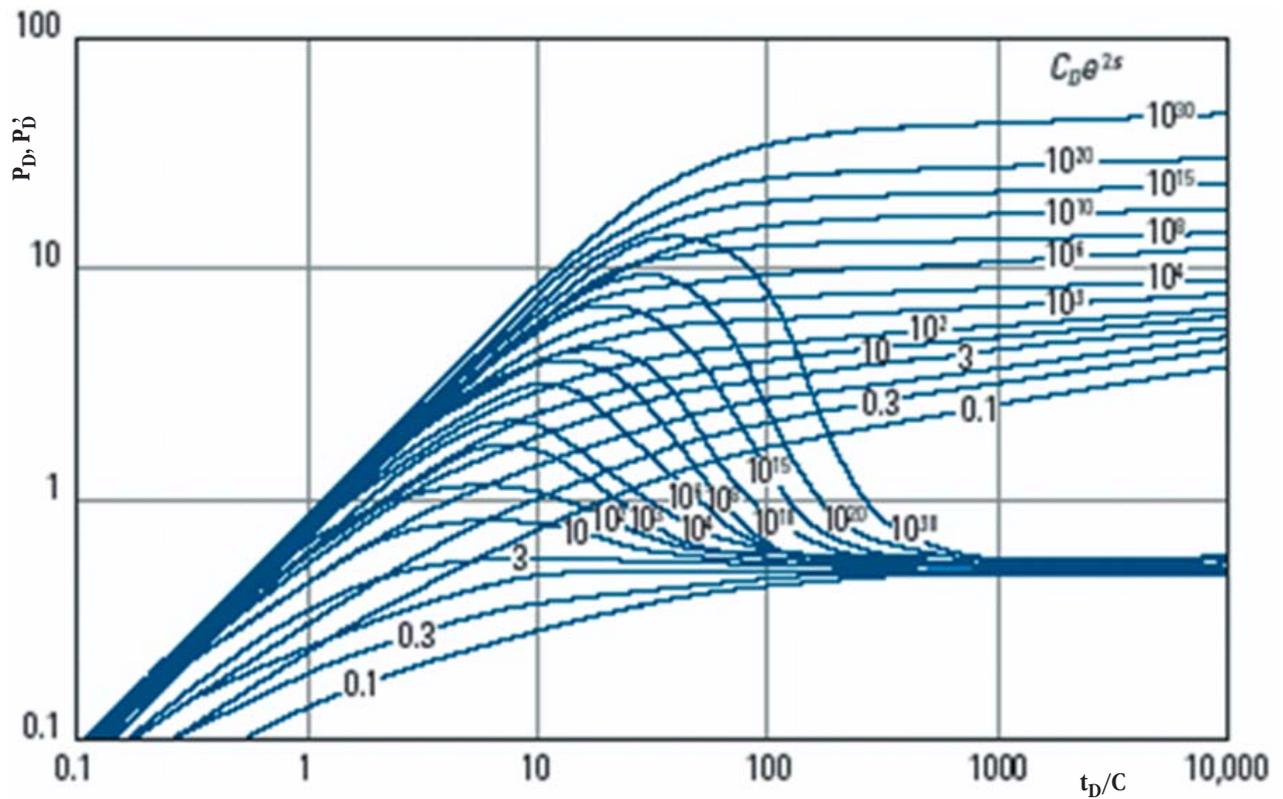


Рис. 4. Типичные кривые восстановления безразмерного давления  $P_D$  и логарифмической производной  $P_D'$  для однородного пласта с учетом влияния продолжающегося притока и скин-эффекта

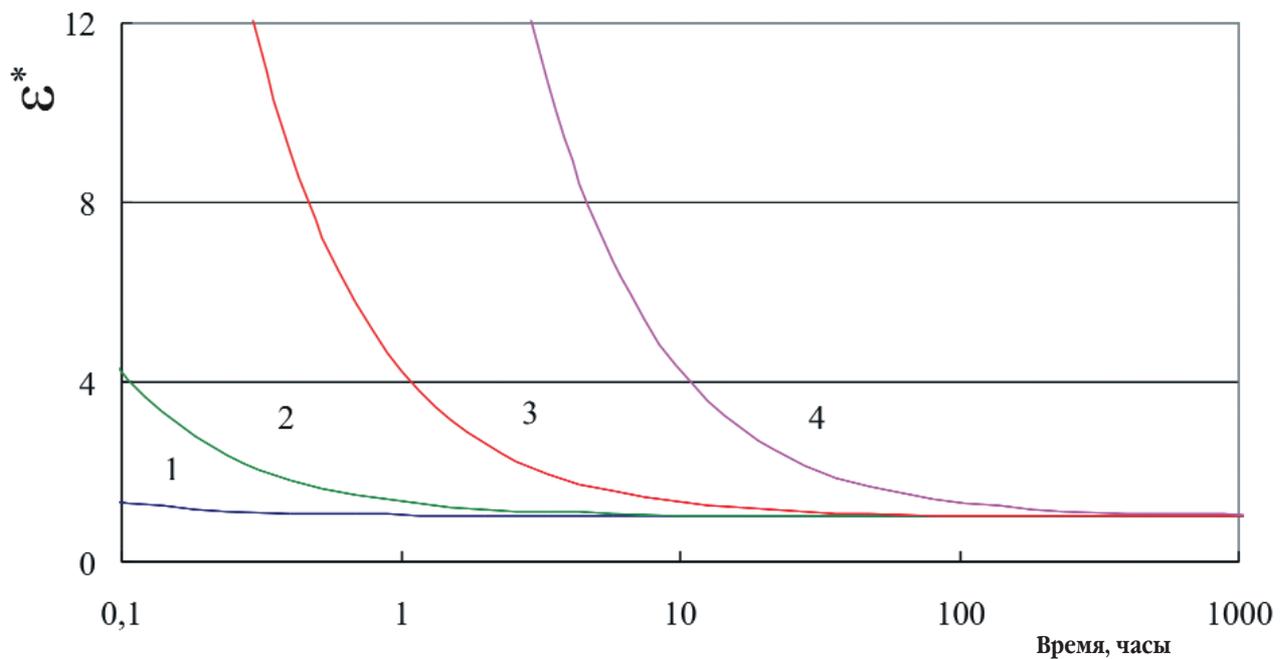


Рис. 5. Отношение гидроразностей, рассчитанных без и с учетом притока  $\varepsilon^*$  в зависимости от времени исследований для:

- 1)  $\varepsilon = 1000 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{Па} \cdot \text{с})$ ; 2)  $\varepsilon = 100 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{Па} \cdot \text{с})$ ; 3)  $\varepsilon = 10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{Па} \cdot \text{с})$ ; 4)  $\varepsilon = 1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{Па} \cdot \text{с})$

Радиус скважины обычно невелик, а коэффициент пьезопроводности имеет величину порядка сотен или тысяч см<sup>2</sup>/с. Поэтому показатель степени  $r^2/(4\chi\tau)$  уже через небольшое время уже будет мал, а  $e^{-r^2/4\chi\tau} \approx 1$ ,  $I_0(r^2/4\chi\tau) \approx 1$ . Тогда уравнение (5) имеет аналитическое решение:

$$\Delta P(t) = Q_0/4\pi\epsilon \ln(4\pi\epsilon t \rho g/F+1). \quad (6)$$

Данное уравнение является достаточно простым и отличается от основного уравнения упругого режима. Сравнение численного решения (5) с аналитическим уравнением (6) свидетельствует о приемлемой точности в широком диапазоне фильтрационных свойств пласта. Поэтому для практических расчетов КВД с учетом притока достаточно применения решения (6). При отсутствии притока ( $F=0$ ) следует использовать основное уравнение упругого режима.

В процессе расчетов было замечено, что гидропроводность, рассчитанная с учетом притока, имеет меньшие значения по сравнению с гидропроводностью без учета данного фактора (рис. 5). Отличие увеличивается при малом времени исследований и для коллекторов с низкой гидропроводностью [5]. Поэтому наибольший эффект от применения предлагаемой методики достигается при интерпретации КВД для малопродуктивных коллекторов.

Отметим, что полученное уравнение (6) не содержит радиуса, т. е. при решении обратной задачи невозможно определить значение приведенного радиуса, и соответственно значение скин-эффекта. Численные расчеты уравнения (5) с использованием приведенного радиуса также свидетельствуют об отсутствии его влияния на вид кривой при малых значениях. Отличие наблюдается только для больших значений приведенного радиуса или низких значений скин-эффекта, когда параметр велик.

Выбирая на кривой точки, соответствующие начальному участку, где основное влияние оказывает призабойная зона, и точки, характеризующие удаленную зону, возможно определение соответствующей гидропроводности. Для оценки фильтрационных параметров призабойной зоны обычно используется скин-эффект. Для его определения рассчитывается продолжение расчетной кривой, полученной при использовании удаленного участка КВД, на ось давлений. По разности между начальными расчетным и экспериментальными забойными

давлениями вычисляется скиновый перепад давления  $\Delta P_s$  и далее рассчитываются скин-эффект и параметр ОП (рис. 6):

$$S = 2\pi\epsilon/Q_0 (P(t_0) - P_{\text{exp}}(t_0)), \quad \text{ОП} = \frac{\Delta P - \Delta P_s}{\Delta P}. \quad (7)$$

Безусловно, такой подход носит субъективный характер из-за неопределенности выбора соответствующих участков КВД. Для исключения этого недостатка необходимо использовать уравнение, которое описывало бы всю КВД с учетом притока и изменения свойств призабойной зоны. Для этого следует произвести суммирование уравнения (6) со скиновым перепадом давления  $\Delta P_s = SQ/(2\pi\epsilon)$ . Итогом является дифференциальное уравнение:

$$dP/dt = \frac{\rho g}{2SF} [Q_0 \ln(4\pi\epsilon t \rho g/F+1) + 2SQ_0 - 4\pi\epsilon P]. \quad (8)$$

Численное решение уравнения (8) свидетельствует, что для положительного значения скин-эффекта кривая имеет точку перегиба, характерную для большинства КВД, т. е. наличие положительного значения скин-эффекта является одной из причин возникновения максимума логарифмической производной, о чем упоминалось выше. Для отрицательных значений скин-эффекта получено падение давления на начальном участке, что противоречит практике (рис. 7).

Необходимо подчеркнуть, что термин «скин-эффект» изначально вводился ван Эвердингом и Херстом для описания ухудшенных свойств призабойной зоны. Впоследствии скин-эффектом с отрицательным знаком стали обозначать и улучшение призабойной зоны по сравнению с удаленной. В данном случае наличие отрицательного значения скин-эффекта приводит к ошибочной кривой. Поэтому при интерпретации КВД можно применить следующий прием. Для ухудшенной призабойной зоны ( $S > 0$ ) проводить счет по уравнению (8). Для  $S < 0$  выделять участок, соответствующий удаленной зоне пласта, и расчет выполнять по аналитическому уравнению (6).

Влияние предыстории фильтрации приведет к некоторому изменению расчетных уравнений. Для решения этой задачи, как и по методу Хорнера, следует провести суммирование кривой падения давления  $P(t+T)$  при запуске скважины в работу и кривой восстановления давления  $P(t)$  после работы скважины в течение времени  $T$ .

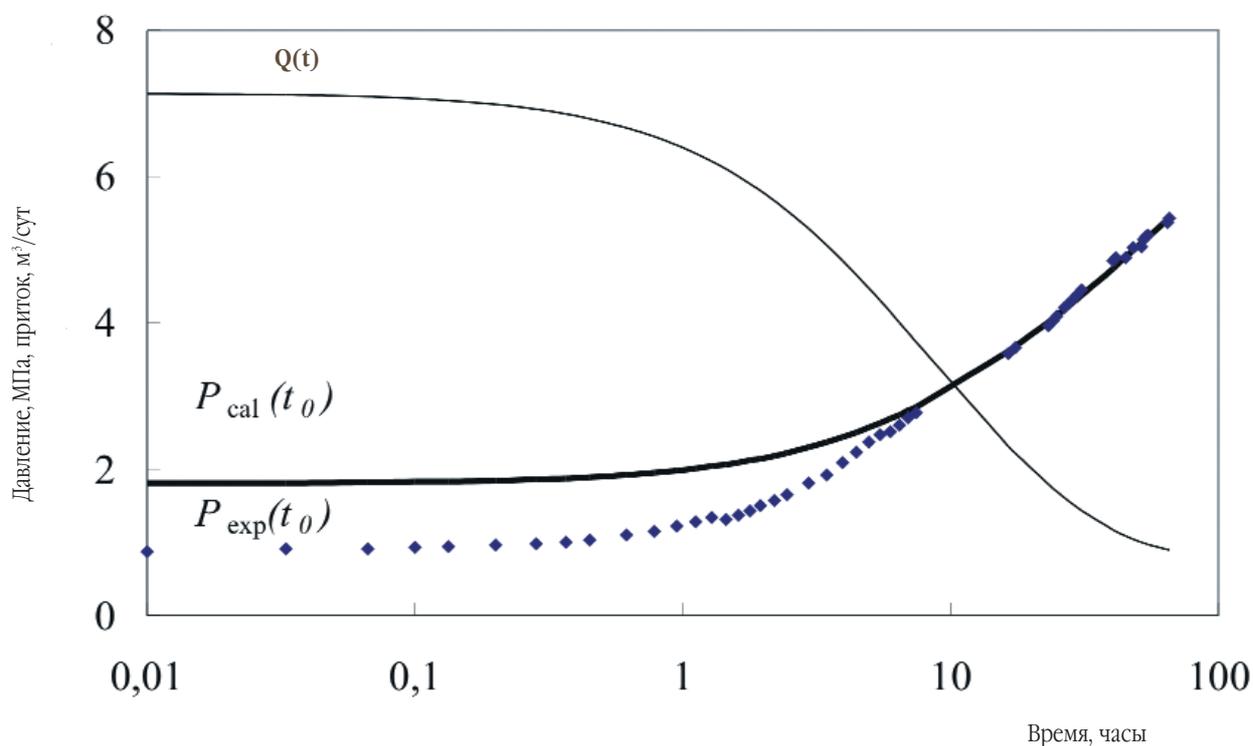


Рис. 6. Определение скин-перепада давления по участку КВД для удаленной зоны пласта на примере скв. 267 ( $S=0,29$ ;  $ОП=0,82$ )

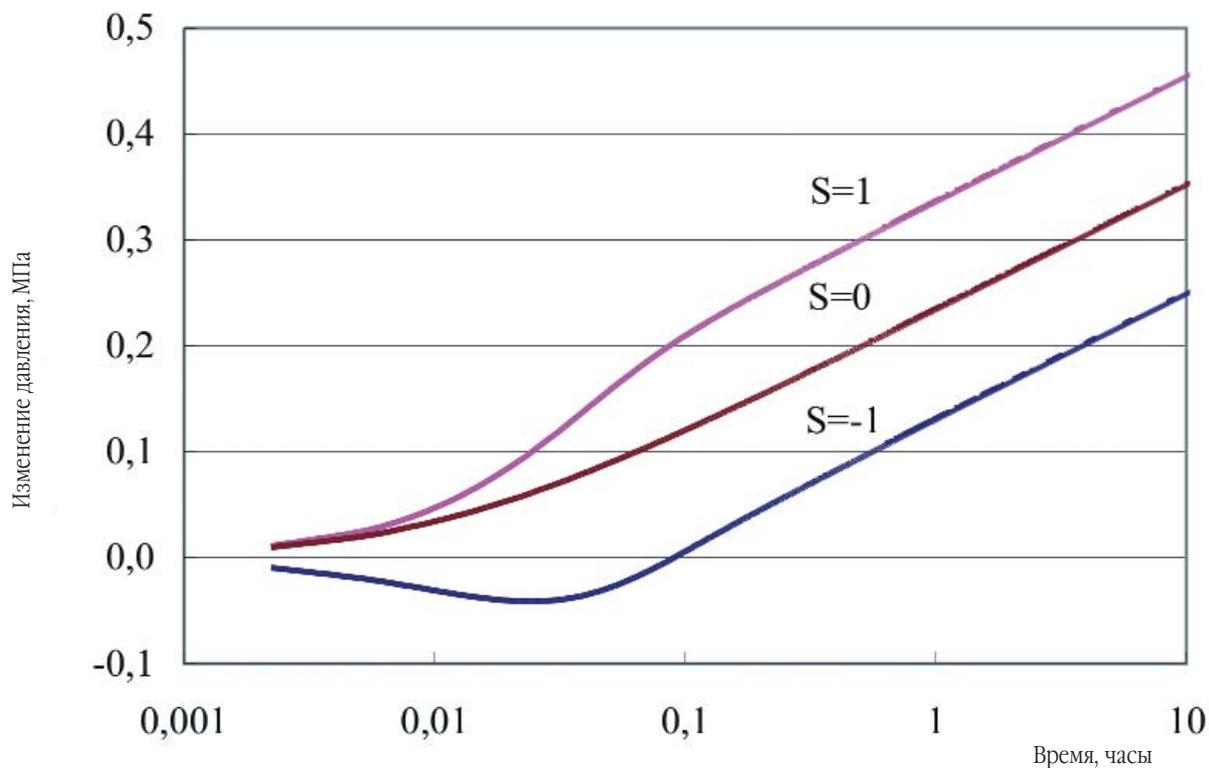


Рис. 7. Пример влияния скин-эффекта на вид КВД согласно уравнению (8)

## Выводы

Таким образом, наличие качественных и продолжительных КВД предполагает их интерпретацию при помощи современных программных комплексов «Saphir», «Pansystem», «Fekete» и др. В этом случае возможно учесть значительное количество определяющих параметров: влияние притока, предыстории работы скважины, различного типа коллектора, соседних скважин, открытых и закрытых границ пласта и др.

При наличии недовосстановленных кривых, характерных для малопродуктивных коллекторов, основное внимание следует уделить продолжающемуся притоку. С этой целью предложено простое аналитическое решение данной задачи для модели однородного пласта. Выведено и апробировано дифференциальное уравнение, учитывающее влияние продолжающегося притока и скин-эффекта.

В целом необходимо совершенствование методов интерпретации КВД и создание собственных комплексов, не уступающих и превосходящих известные зарубежные аналоги.

## Список литературы

1. Аbruкин А.Л., Баишев Б.Т., Пустовойт С.П. Пути и методы послойного определения гидродинамических характеристик продуктивного разреза // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 12. – С. 27-31.
2. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследования совместно эксплуатируемых пластов. – М.: Недра, 1971. – 175 с.
3. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 248 с.
4. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
5. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
6. Иктисанов В.А., Дияшев Р.Н. Обработка кривых восстановления давления с учетом притока путем использования численных методов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 6. – С. 31-36.
7. Иктисанов В.А. Причины возникновения максимума логарифмической производной забойного давления // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №5. – С. 54-57.
8. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
9. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостехиздат, 1963. – 396 с.
10. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
11. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995. – Ч. 2. – 493 с.
12. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983, May, pp. 95-106.
13. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE, 1984, №12777.
14. Ehlig-Economides C.A. Use of pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior // JPT, 1988, Oct., pp. 1280-1282.
15. Fundamentals of Transient Well Test Behavior. – Manual Shlumberger.
16. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Petroway, Inc., 2000. – 257 p.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ В НЕФТЯХ ТАТАРСТАНА МЕТОДОМ РЕНТГЕНО-ФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛИЗА

Гибадуллин А.А., Уляков М.В. (ТатНИПИнефть)

### Введение

Проблема комплексной переработки нефти, рационального использования всех его компонентов включает в себя и вопросы, связанные с выделением неуглеводородных компонентов, в число которых входит достаточно большое количество металлов.

В нефтях различных месторождений обнаружено более 60 микроэлементов, концентрация которых изменяется в широких пределах. Значительная часть микроэлементов, вероятнее всего, попадает в нефть вследствие контакта с горными породами и пластовыми водами. По сравнению с другими металлами в нефтях в больших количествах содержится ванадий и никель. Содержание ванадия в сырых нефтях превышает концентрацию любого другого металла, составляя более 100 г/т. Общее содержание никеля достигает 100 г/т.

Большинство микроэлементов сконцентрировано в высокомолекулярных компонентах нефти. Ванадий и никель практически полностью сконцентрированы в смолисто-асфальтеновой части нефти, т. е. во фракциях, выкипающих при температурах выше 350°C. До 50% количества ванадия и никеля, содержащегося в нефтях, может находиться в порфириновых комплексах. В смолисто-асфальтеновой части нефти концентрируется до 80-90% и более металлопорфиринов. Как правило, в тяжелых нефтях преимущественно распространены ванадиловые металлокомплексы, в легких малосернистых – никелевые порфирины.

Тяжелые нефти и природные битумы отличаются от легких нефтей повышенным содержанием металлов (ванадия, никеля, железа, молибдена, меди, натрия) наряду с высоким содержанием серы и асфальтенов. Например, в тяжелых нефтях содержание ванадия и

никеля составляет соответственно: месторождение Атабаска (Канада) – 250 и 100 г/т; Тиа-Хуана (Венесуэла) – 300 и 40 г/т; Хобо (Венесуэла) – 420 и 100 г/т; Боскан (Венесуэла) – 1200 и 150 г/т; Нурлатское (Россия) – 540 и 100 г/т; Бурейкинское (Россия) – 300 и 60 г/т [2, 3]. При переработке таких нефтей ванадий и никель концентрируются в тяжелых нефтяных фракциях, особенно мазуте и гудроне, с увеличением их содержания в 2-2,5 раза. В коксе и золе высокованадиевых нефтей содержание пятиоксида ванадия ( $V_2O_5$ ) доходит до 35 %.

Отношение к нефтям с высоким содержанием ванадия и никеля противоречиво:

- с одной стороны, ванадийсодержащие нефти, как правило, высоковязкие и тяжелые, с высоким содержанием серы. Цены на такую нефть всегда ниже цен на обычную нефть. Наличие ванадия в этих нефтях наносит большой ущерб нефтеперерабатывающему оборудованию, выводит из строя катализаторы, снижает выход нефтепродуктов и их эксплуатационные качества. Использование ванадийсодержащих топлив снижает срок службы турбореактивных, дизельных, газотурбинных двигателей и котельных установок. Соединения ванадия в продуктах сгорания ванадийсодержащих топлив обладают сильным токсическим действием.
- с другой стороны, ванадий является остродефицитным и, как следствие, дорогим продуктом на современном рынке металлов, широко используемым в металлургии и химической промышленности. Содержание ванадия в тяжелых нефтях некоторых месторождений, а в особенности в тяжелых остатках их переработки сопоставимо, а иногда и выше его содержания в рудах. Рост доли тяжелых нефтей в добыче и переработке делает перспективным этот источник сырья для получения ванадиевых концентратов.

### Рентгено-флуоресцентный метод анализа микроэлементного состава нефтей

Существует много различных методов определения микроэлементного состава нефти – химические, физико-химические и физические. К химическим и физико-химическим относятся фотометрические и электрохимические методы анализа. Из физических методов определения металлов в нефтях и нефтепродуктах следует отметить нейтронно-активационный метод, метод электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), атомно-спектрометрические методы, рентгено-флуоресцентный анализ.

В настоящее время использование рентгеновской флуоресценции для элементного анализа получило широкое применение и приобрело множество разновидностей и вариантов. В развитии рентгено-спектрального метода можно выделить основные направления: анализ по первичным и вторичным (флуоресцентным) спектрам.

Благодаря своей высокой универсальности, избирательности, экспрессности и относительной дешевизне рентгено-флуоресцентный анализ нашел широкое применение в различных областях науки, техники и промышленности. Метод позволяет проводить анализ как твердых образцов, так и жидкостей без повреждения анализируемого объекта.

Использованные рентгеновские методы определения элементного состава в сырой нефти обладают доста-

точно высокой чувствительностью ( $10^{-3}$ – $10^{-4}$  %), простотой подготовки проб, хорошей воспроизводимостью результатов. Основным источником погрешности или расхождений между различными модификациями рентгеновских методов может служить лишь калибровка.

В лаборатории исследования ресурсов и свойств нефтей газов ТатНИПИнефть для качественного и количественного определения микроэлементного состава нефтей применяется анализатор «MiniPal» фирмы «Philips Analytical X-Ray B.V.». В анализаторе используется принцип энерго-дисперсионной рентгеновской флуоресценции. Принцип основан на воздействии излучения рентгеновской трубки на материал пробы, в результате атомы содержащихся в них элементов возбуждаются и эмитируют характерное только для них флуоресцентное излучение, а интенсивность этого излучения находится в прямой зависимости от концентрации данного элемента в пробе. В качестве детектора используется пропорциональный твердотельный полупроводниковый счетчик, охлаждаемый специальной системой, работающей на эффекте Пельтье.

Прибор имеет широкий диапазон анализируемых элементов – от натрия до урана, обладает высокой чувствительностью – так, для ванадия нижний предел обнаружения концентрации составляет  $4 \cdot 10^{-6}$  %, никеля  $2 \cdot 10^{-6}$  % (по критерию  $3\sigma$ ).

Анализатор «MiniPal» откалиброван на определение элементов в нефти и пластовой воде. Перечень и ди-

Таблица

Элементы, определяемые на рентгено-флуоресцентном анализаторе «MiniPal», диапазоны их измерения и коэффициенты корреляции калибровочных кривых

| Исследуемый объект | Элемент       | Диапазон концентраций (массовые доли), % |          | Коэффициент корреляции калибровочной кривой ( $R^2$ ) |
|--------------------|---------------|--|----------|---|
|                    |               | min                                      | max      |   |
| Нефть              | ванадий (V)   | 0,0005                                   | 0,2      | 0,994995  |
|                    | никель (Ni)   | 0,0005                                   | 0,02     | 0,993294  |
|                    | железо (Fe)   | 0,001                                    | 0,05     | 0,948772  |
|                    | сера (S)      | 0,05                                     | 6,0      | 0,998742  |
| Пластовая вода     | магний (Mg)   | 0,001                                    | 0,2      | 0,979684  |
|                    | алюминий (Al) | 0,001                                    | 0,2      | 0,987413  |
|                    | хлор (Cl)     | 1,0                                      | 20,0     | 0,995891  |
|                    | калий (K)     | 0,01                                     | 2,0      | 0,999673  |
|                    | кальций (Ca)  | 0,01                                     | 2,0      | 0,999983  |
|                    | железо (Fe)   | 0,001                                    | 0,1      | 0,999703  |
|                    | бром (Br)     | 0,001                                    | 0,02     | 0,999826  |
|                    | стронций (Sr) | 0,001                                    | 0,1      | 0,999857  |
|                    | йод (I)       | 0,001                                    | 0,02     | 0,926392  |
| барий (Ba)         | 0,001         | 0,1                                      | 0,986409 |   |

апазон определяемых элементов, коэффициенты корреляции калибровочных кривых приведены в таблице.

Получение корректных количественных данных содержания микроэлементов в сырой нефти представляет собой сложную задачу, так как существуют многие источники ошибок, особенно ощутимых в связи с низкими уровнями определяемых концентраций. Отбираемые на месторождениях образцы нефти, в общем случае, включают примеси минерализованной эмульсионной воды и твердых частиц, поэтому прямой анализ таких образцов даст результат с погрешностью, соответствующей вкладом водной и минеральной фаз. При отделении минеральных примесей и пластовой воды центрифугированием с ними могут осаждаться макрочастицы асфальтенов и смол – наиболее богатые микроэлементами компоненты нефти. Исходя из этого, в лаборатории, при исследовании микроэлементного состава сырой нефти, отбор проб со скважин осуществлялся в сосуды, выполненные из аморфных материалов (стекла), чтобы исключить обогащение концентрации микроэлементов в нефти за счет контакта со стенками металлических пробоотборников. Для подготовки образцов был принят метод отстоя проб, а в случае стойких водонефтяных эмульсий – метод горячего отстоя. Каждый образец анализировался три-пять раз и, в случае хорошей сходимости результатов (расхождение результатов не превышает 5%), выводилось среднее значение.

### **Результаты исследования микроэлементного состава нефтей и территориальное распределение содержания ванадия в нефтях Татарстана**

За период с 2001 года были исследованы более 220 проб сырой нефти различных месторождений и отложений на содержание в них сернистых соединений и металлов: ванадия, никеля, железа.

Наиболее значительное содержание ванадия в нефтях угленосных отложений было обнаружено на месторождениях: Сунчелевское – 584 г/т, Степноозерское – 500-580 г/т, Аксубаево-Мокшинское – от 450 до 538 г/т, Студеное – 471 г/т, Нурлатское – 465 г/т. Высокое содержание ванадия обнаружено в нефтях близлежащих к ним месторождений: Черемуховское – 420 г/т; Енорускинское – 400 г/т, Бурейкинское – 317 г/т, Нижне-Нурлатское – 399 г/т. Все эти месторождения отнесены к Мелекесской впадине. Для остальных месторождений Татарстана концентрация ванадия в нефти колеблется в пределах 100-380 г/т.

В нефтях девонских отложений присутствие ванадия незначительно и колеблется в пределах 40-100 г/т.

Наибольшее содержание никеля в нефтях продуктивных отложений карбона обнаружено в нефтях Контузлинского месторождения, где его концентрации достигают 140 г/т. Для других исследованных месторождений содержание никеля в нефтях карбона колеблется в пределах от 20 до 100 г/т. В нефтях девонских отложений содержание никеля невысоко и меняется в пределах 25-40 г/т.

Содержание железа в нефтях как угленосных, так и девонских отложений незначительно и колеблется в пределах 20-60 г/т, за исключением залежи №261 Ромашкинского месторождения, в нефтях которой содержание железа составляет 158 г/т.

По результатам исследований 2001-2004 гг. была составлена карта равных концентраций ванадия в нефтях продуктивных отложений карбона месторождений Татарстана (рис. 1). Несмотря на достаточно широкий разброс значений, выявляется тенденция роста содержания ванадия в нефтях с востока и северо-востока на юго-запад зоны нефтедобычи в республике.

Условно можно выделить пять зон равных концентраций ванадия в нефтях продуктивных отложений карбона разведанных месторождений Татарстана:

- месторождения Мелекесской впадины;
- месторождения, приуроченные к западному склону Южно-Татарского свода;
- месторождения, приуроченные к центральной части Южно-Татарского свода;
- месторождения, приуроченные к юго-восточному склону Южно-Татарского свода;
- месторождения, приуроченные к Северо-Татарскому своду.

Так, на месторождениях Мелекесской впадины содержание ванадия в сырой нефти меняется от 200 до 600 г/т.

На месторождениях, приуроченных к западному склону Южно-Татарского свода, содержание ванадия изменяется в пределах 130-380 г/т. В этой группе месторождений выраженная тенденция прироста содержания ванадия в нефти с севера на юг – от 120 г/т на Аксаринском до 380 г/т на Урмышлинском месторождениях.

На месторождениях, приуроченных к центральной части Южно-Татарского свода, содержание ванадия в нефтях колеблется в пределах 110-230 г/т. Высокое содержание ванадия (190-230 г/т) обнаружено на востоке Ромашкин-

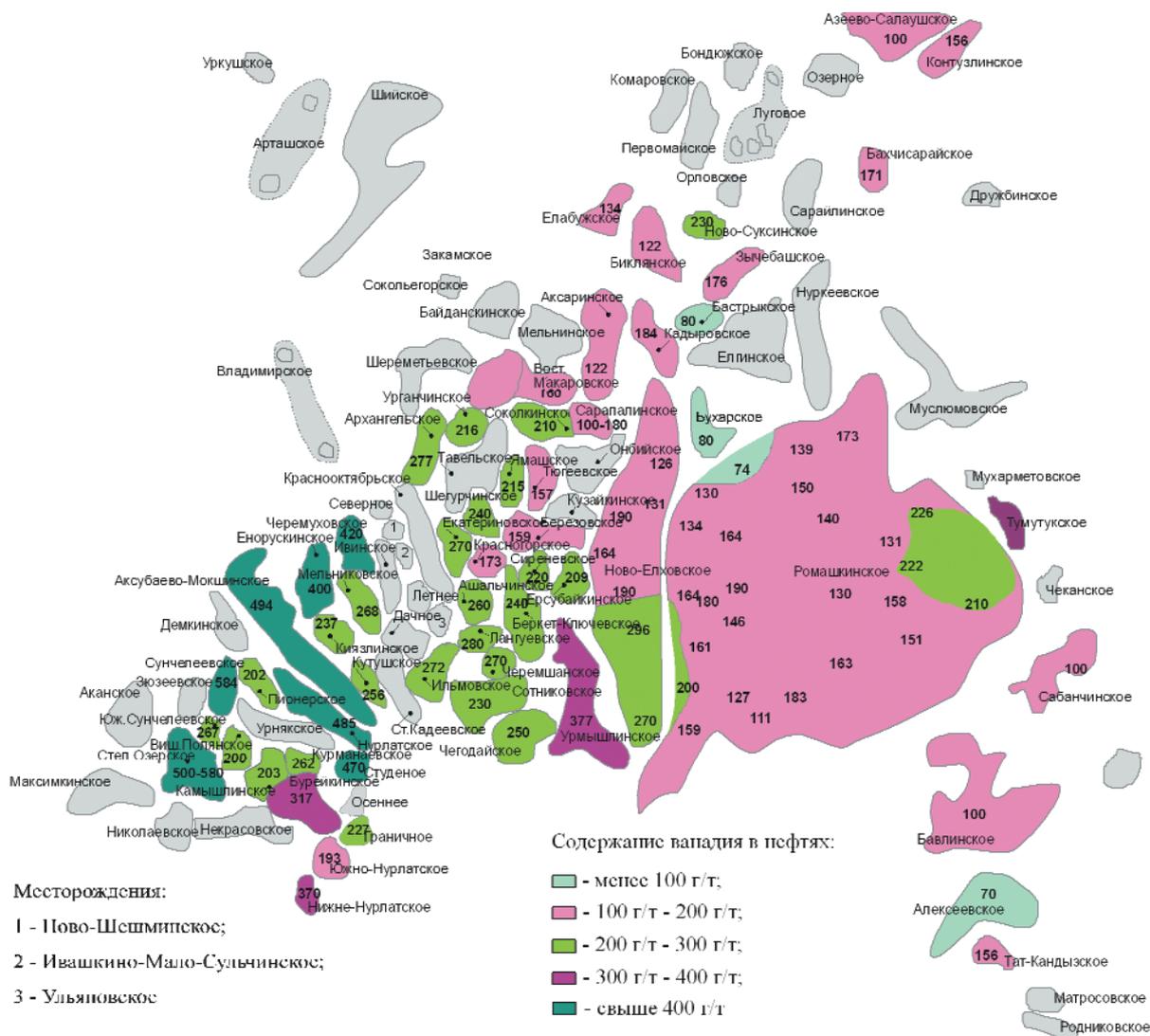


Рис. 1. Карта-схема концентраций ванадия в нефтях продуктивных отложений карбона месторождений Татарстана

ского месторождения в нефтях залежей: 190 (тульский горизонт), 33 (бобриковский горизонт), 665 (данково-лебединский горизонт). На соседнем с ними Тумутукском месторождении содержание ванадия в нефтях тульского и бобриковского горизонтов уже значительно – 310 г/т.

На месторождениях, приуроченных к юго-восточному склону Южно-Татарского свода содержание ванадия в нефтях продуктивных отложений карбона невысоко – 70-160 г/т, а в нефтях среднего отдела девонской системы Бавлинского и Матросовского месторождений наблюдается его полное отсутствие.

Для нефтей продуктивных отложений карбона месторождений, приуроченных к Северо-Татарскому своду, содержание ванадия меняется в пределах от 100 г/т до 160 г/т.

В соответствии с рекомендациями ГКЗ учитываемое (кондиционное) содержание ванадия и никеля в нефтях считается свыше 100 г/т и 50 г/т соответственно.

Таким образом, наиболее перспективными с точки зрения получения ванадиевых и никелевых концентратов являются нефти продуктивных отложений карбона месторождений, приуроченных к западному склону Южно-Татарского свода и Мелекесской впадине.

### Влияние подготовки нефти на микроэлементный состав

Для выявления влияния подготовки нефти на микроэлементный состав были проведены исследования для товарных нефтей. По результатам исследований следует от-

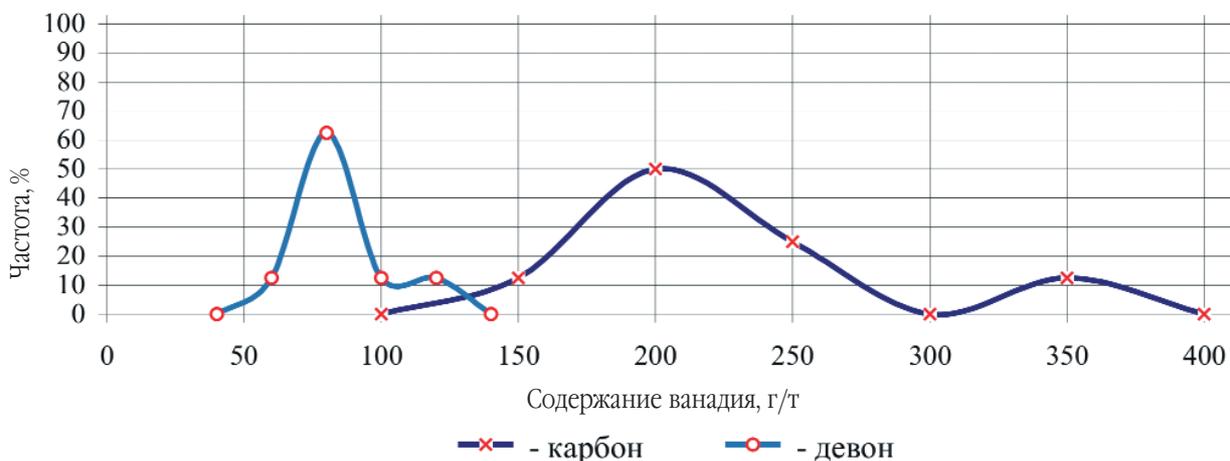


Рис. 2. Распределение результатов определения ванадия по его концентрации в товарных нефтях

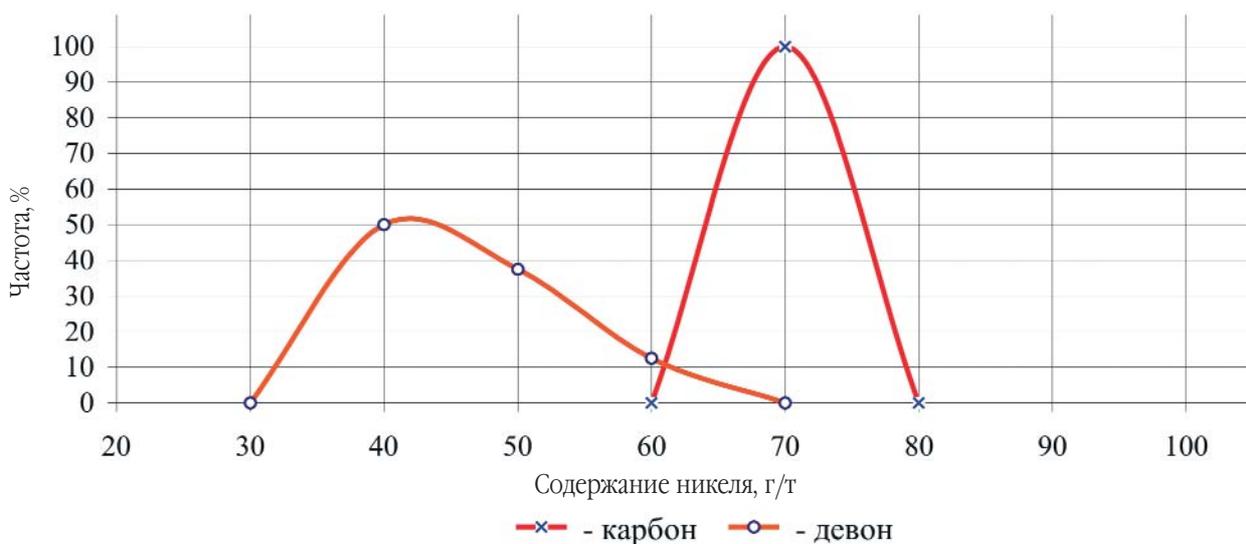


Рис. 3. Распределение результатов определения никеля по его концентрации в товарных нефтях

метить, что концентрации ванадия и никеля в товарных нефтях соответствуют средневзвешенным значениям концентраций этих металлов в сырых нефтях, поступающих с месторождений на установки подготовки нефти.

Распределения результатов исследований по концентрации ванадия и никеля представлены на рис. 2 и 3. Наибольшая частота по содержанию ванадия (рис. 2) для товарных нефтей карбона (50 % из 8 исследованных установок подготовки высокосернистых нефтей) приходится на концентрацию 200 г/т, при этом концентрации ванадия свыше 200 г/т будут составлять 87,5 % от общего объема нефти. Для товарных нефтей девона наибольшая частота (62,5% из 8 исследованных установок подготовки нефти) приходится на концентрацию 80 г/т, концентрации ванадия свыше 80 г/т будут составлять 87,5 % от общего объема нефти.

Содержание никеля (рис. 3) в товарных нефтях карбона (100 % из 8 исследованных установок подготовки высокосернистых нефтей) укладывается в узкий диапазон концентраций 60-70 г/т.

Для товарных нефтей девона 50 % из 8 исследованных установок подготовки нефти приходится на концентрацию никеля 40 г/т и доля исследованных нефтей с концентрацией никеля свыше 40 г/т составляет 100 %.

В итоге мы можем предположить, что на Нижнекамский комплекс глубокой переработки высокосернистых нефтей будет поступать сырье (товарные нефти карбона) со средним содержанием ванадия – 200 г/т и никеля – 70 г/т.

### **Перспективы промышленного извлечения ванадия**

Важнейшей проблемой, стоящей в настоящее время перед нефтеперерабатывающей промышленностью, является углубление переработки нефти с целью максимального получения наиболее ценных светлых нефтепродуктов – моторных топлив и нефтехимического сырья. Актуальность углубления переработки нефти все более возрастает в связи со снижением прироста ее добычи, увеличением затрат на добычу и транспортировку. Ограниченность мировых запасов нефти ведет к необходимости вовлечения в переработку нетрадиционных видов сырья – тяжелых и битуминозных нефтей, запасы которых заметно превосходят запасы обычных нефтей. Современные мировые доказанные запасы тяжелых нефтей и природных битумов составляют до 10 млрд м<sup>3</sup> [1].

Разведанными запасами нефти Татарстан обеспечен на 35 лет. Добычу нефти предполагается до 2015 года удерживать на уровне 30 млн т в год, затем последует постепенное падение до 12 млн тонн в год. Учитывая при этом, что доля высокосернистых нефтей будет расти до 68-75 % и, принимая за основу среднее содержание в товарных нефтях карбона ванадия 200 г/т и никеля – 70 г/т, можно предположить, что за период до 2037 года попутно с нефтью из продуктивных отложений карбона будет добыто свыше 115000 т ванадия и 40000 т никеля.

Зарубежный опыт промышленной разработки ванадийсодержащих нефтей подтверждает экономическую целесообразность использования нефти как сырья для производства ванадия при содержании его 200 г и выше на 1 тонну сырья [2].

Извлечение ванадия из нефти на промышленной основе осуществляется в мире по двум направлениям:

- коксование тяжелых остатков переработки нефтей, озоление и выщелачивание металлов из золы;
- извлечение из использованных при нефтепереработке катализаторов, которые насыщаются ванадием при термokatалитических процессах [3].

Опыт применения таких технологий имеется в Швеции, Канаде, США, Венесуэле, Японии с использованием в качестве сырья тяжелых венесуэльских ванадийсодержащих нефтей.

Возможными направлениями повышения эффективности производства при добыче серо- и металлосодержащих нефтей в Татарстане являются глубокая комплексная переработка по технологии термоконтрактного крекинга и технологий облагораживания с получением синтетических нефтей.

В конце 2002 г. в Нижнекамске введен в эксплуатацию базовый комплекс, рассчитанный на переработку семи миллионов тонн высокосернистой нефти в год (глубина переработки 46 %). Начато строительство комплекса глубокой переработки высокосернистой нефти. Первая очередь строительства предполагает вовлечение в переработку до 50 % высокосернистых нефтей и доведения глубины переработки до 74 %. Вторая очередь рассчитана на переработку 100-процентной высокосернистой нефти с глубиной переработки 82 %.

Открывающиеся перспективы использования технологий глубокой переработки нефтей в Татарстане дают возможность получения концентратов ванадия и никеля. По известной технологии остаток переработки (гудрон), а также тяжелые остатки облагораживания нефтей, подвер-

гаются термоконтактному крекингу (ТКК) с получением газа, жидких дистиллятов, выкипающих до температуры 500°C, и кокса. Содержание ванадия и никеля в коксе увеличивается более чем на порядок по сравнению с его концентрацией в исходной нефти (кокс из гудрона нефти Нурлатского месторождения содержит: ванадия – 5600 г/т, никеля – 850 г/т, Бурейкинского месторождения: ванадия – 3500 г/т, никеля – 710 г/т). В концентрате, полученном путем сжигания углерода кокса при температурах в пределах 850-900°C с определенным расходом воздуха, содержание ванадия и никеля уже значительно [3].

Таким образом, строительство нефтеперерабатывающих комплексов в Республике Татарстан с учетом перспективы увеличения глубины переработки дает уникальную возможность получения новых товарных продуктов в виде ванадиевых и никелевых концентратов. Для этой цели нужно проанализировать потребность внутреннего и внешнего рынка в этих металлах, оценить рентабельность производства, выполнив технико-экономическое обоснование извлечения металлов по различным технологиям, нашедшим промышленное внедрение в мире.

Последние десятилетия уровень потребления в мире ванадия постоянно возрастал. Если в 1960 году в мире потреблялось всего 9 тыс. тонн ванадия, то через сорок лет этот показатель достиг 39,3 тыс. тонн и спрос продолжает расти опережающими темпами. Причины этого:

- общий рост мирового производства стали; опережающий рост производства конструкционных, нержавеющих и специальных сталей, особенно в Китае;
- сокращение производства ванадия в Австралии и ЮАР, задержка ввода новых мощностей в Канаде;
- быстрый рост цен на ряд стальных лигатур (в первую очередь – на никель) и поиск их заменителей.

По данным Лондонской биржи металлов (LME) рынок ванадия продолжает быть лидером в секторе феррос-

плавов – в 2004 году, как и в 2002-2003 годах, цены на нем продолжали расти. В середине ноября (данные от 12.11.2004 г.) на европейском рынке цены на концентрат ванадиевый ( $V_2O_5$ ) за истекший год поднялись с 4,74-4,85 \$/кг до 19,62 \$/кг (в октябре 2002 г. – 1,40-1,47 \$/кг). Цены на пентооксид ванадия ( $V_2O_5$ ) на внутреннем рынке колеблются в пределах 470-490 руб/кг. Ввиду высокого спроса на азиатском рынке, мировые цены на никель поднялись за истекший год на 20 % – с 11990 \$ за тонну до 14375 \$ (по итогам торгов на Лондонской бирже металлов от 15.11.2004 г.). Цена его продолжает расти на фоне снижения запасов металла до самого низкого за последние два года уровня. Высокий спрос и, как следствие, высокие цены на ванадиевый и никелевый концентраты дают основание предполагать о востребованности этих продуктов, как на мировом, так и на внутреннем рынках и рентабельности их производства на строящемся комплексе глубокой переработки высокосернистых нефтей. Извлечение ванадиевых и никелевых концентратов позволит увеличить глубину переработки с проектных 82 % до глубины переработки подобных нефтей в США и странах ЕС – более 90 %.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Козин В.Г., Солодова Н.Л., Башкирцева Н.Ю. Современные технологии производства компонентов моторных топлив. – Казань: КГТУ, 2001. – 90 с.
2. Новые нефти Казахстана и их использование: Металлы в нефтях / Н.К. Надиров, А.В. Котова, В.Ф. Камьянов и др. – Алма-Ата: Наука, 1984. – 448 с.
3. Дияшев Р.Н. Оценка ресурсов ванадия в высоковязких, тяжелых нефтях и битумах на месторождениях Татарстана/ Ванадий. Химия, технология, применение. Доклады VIII Всероссийской конференции. 26-29 сентября 2000, Чусовой, с. 36-43.

# Разработка и моделирование нефтяных месторождений



## РЕШЕНИЕ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫЧИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Блинов А.Ф., Фазлыев Р.Т., Хисамов Р.Б.  
(ТатНИПИнефть)*

**П**ервая промышленная нефть в Республике Татарстан была открыта в 1943 г. на Шугуровском нефтяном месторождении в отложениях среднего карбона. В 1944 г. было открыто Бавлинское нефтяное месторождение. Нефтеносными оказались терригенные отложения нижнего карбона: бобриковский горизонт и верхнетурнейский подъярус. В 1946 г. на Бавлинском месторождении был получен фонтан девонской нефти.

Подлинным триумфом передовой российской науки было открытие Ромашкинского нефтяного месторождения. В июле 1948 г. пробуренная разведочная скважина № 3 у села Ромашкино дала фонтан девонской нефти. Последующие геофизические исследования показали, что Ромашкинское месторождение нефти многопластовое. Нефтеносность на нем установлена в 22 горизонтах девона и карбона, промышленные притоки получены из 18 горизонтов. Оказалось, что открытое в 1943 г. Шугуровское месторождение является окраиной Ромашкинского месторождения по верей-башкирским отложениям среднего карбона. В настоящее время это залежи 301-303 Ромашкинского месторождения.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения позволили нефтяникам Татарстана за короткий срок занять первое место в СССР по нефтедобыче. Татарстан уже в 1953 г. опередил по уровню добычи нефти Самарскую область, в 1955 г. сравнялся со старейшим нефтедобывающим районом СССР – Азербайджаном, в 1956 г. перешагнул уровень добычи нефти Башкортостана и вышел на первое место в СССР, которое удерживал в течение 17 лет. В 1970 г. в Татарстане достигнут 100-миллионный уровень добычи нефти, который поддерживался в течение 7 лет. В 1972 г. добыт первый,

а в 1982 г. – второй миллиард тонн нефти. За время освоения нефтяных богатств, по состоянию на конец 2005 г. в республике добыто 2956,3 млн т нефти.

В настоящее время в Республике Татарстан добычей нефти занимается 33 недропользователь, основным из которых является ОАО «Татнефть». На территории республики открыто 150 нефтяных месторождений, 121 месторождение в 2005 г. находилось в разработке. В ведении ОАО «Татнефть» находится 76 месторождений, 59 из них разрабатываются. Накопленная добыча по «Татнефти» на 01.01.06 г. составила 2819,6 млн т, в том числе доля Ромашкинского месторождения составила 76,6 %.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения явилось большим вкладом нефтяников Татарстана в мировую нефтяную науку. Кроме передовых методов разведки и подготовки к освоению, на этом месторождении впервые в мировой практике в широком масштабе было применено внутриконтурное заводнение, позволившее ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов.

К началу проектирования разработки Ромашкинского месторождения уже была показана высокая эффективность применения законтурного заводнения на Туймазинском и Бавлинском месторождениях. Однако первые же расчеты показали низкую эффективность применения этой технологии для горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения, поскольку здесь наиболее мощные и высокопродуктивные пласты расположены в центральной части свода, а на склонах, к контурам нефтеносности, толщина нефтяных пластов постепенно уменьшается и коллекторские свойства их ухудшаются.

Освоение внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триум-

фом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Оно позволило коренным образом изменить системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны.

Месторождение практически интенсивно начало разрабатываться с начала 50-х годов с вводом в разработку девонских отложений. В 1953-1956 гг. Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ) была составлена первая Генеральная схема разработки, в которой были решены основные принципиальные положения, не претерпевшие серьезных изменений, а именно: поддержание пластового давления путем внутриконтурного разрезания залежи рядами нагнетательных скважин на 21 площадь самостоятельной разработки; первоочередной ввод в разработку более продуктивных площадей; освоение нагнетательных скважин через одну с интенсивным отбором нефти из промежуточных скважин. Еще до утверждения первой Генсхемы на месторождении были выделены три центральные площади (Миннибаевская, Абдрахмановская и Павловская), на которых началось внедрение внутриконтурного заводнения по проектным документам, составленным во ВНИИ. Там же составлены первые технологические схемы разработки некоторых прилегающих к центральным площадям месторождения.

В связи с все возрастающим объемом работ по вопросам проектирования и контролю разработки Ромашкинского месторождения и других нефтяных месторождений Татарстана, 24 апреля 1956 г. министром нефтяной промышленности М. Евсеенко был подписан приказ о создании в г. Бугульма научно-исследовательского института – ТатНИИ с возложением на него научно-исследовательских работ по вопросам геологии, разработки нефтяных месторождений, бурению скважин, технике и технологии добычи нефти и газа. Директором института был назначен В.А. Еронин, до этого работавший главным инженером объединения «Татнефть».

Научно-исследовательскими работами по Ромашкинскому месторождению вначале руководили заместители директора института по геологии М.В. Мальцев, затем Г.Г. Вахитов и М.М. Иванова. Отдел разработки, на который была возложена задача решения проблем разработки нефтяных месторождений Татарстана, начал работать в 1957 г. под руководством кандидата геолого-минералогических наук С.А. Султанова. Он за-

нимался вопросами экспериментальной разработки Бавлинского нефтяного месторождения. После назначения его на должность заместителя директора отдела разработки возглавил Э.Д. Мухарский. С этого времени практически все работы, связанные с проектированием и совершенствованием разработки Ромашкинского и всех других месторождений Татарстана, выполнялись в ТатНИПИнефть.

Под руководством Э.Д. Мухарского и при непосредственном участии большого количества специалистов отдела были составлены вторая и третья Генеральные схемы развития добычи нефти Ромашкинского месторождения и большое количество проектных документов других месторождений республики (Ново-Елховского, Бондюжского, Первомайского, Сабанчинского и др). В семидесятые и последующие годы отделом разработки руководили кандидат технических наук, а затем доктор технических наук Р.Т. Фазлыев, кандидаты технических наук А.Ф. Блинов, А.М. Шавалиев. В настоящее время отдел разработки возглавляет кандидат технических наук Р.Г. Рамазанов. За период существования отдела выросла и окрепла целая плеяда известных ученых-нефтяников, среди которых широко известны в отрасли своими научными достижениями бывшие завлабораториями, профессора И.П. Чоловский, Б.М. Орлинский, В.Д. Лысенко, Р.Н. Дияшев, доктора технических наук Р.Г. Абдулмазитов, Р.Т. Фазлыев, кандидаты технических наук В.П. Оноприенко, Г.В. Кляровский, А.Ф. Блинов, В.М. Ошитко, Ю.В. Ракутин, Р.Б. Хисамов, В.Л. Коцюбинский, В.И. Зайцев и др. В проектных документах широко использовались результаты конструкторских работ, аналитических и экспериментальных исследований других подразделений института, руководителями которых были известные ученые Р.Р. Ибатуллин, В.П. Тронов, И.Г. Юсупов, Б.З. Фаттахов, Н.Ш. Хайредин, М.М. Загиров, А.Х. Фаткуллин, У.П. Куванышев, Б.Е. Доброскок, В.Д. Кочетков и многие другие.

Отдел разработки, как и институт в целом, был и остается одним из научных центров нефтяной отрасли, в котором успешно решаются важнейшие проблемы проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений не только Татарстана, но Западной Сибири. Ныне этот круг расширен за счет месторождений Саратовской, Ульяновской, Оренбургской, Пермской областей, Республик Удмуртия, Калмыкия. Кроме того, в настоящее время отдел разработки ведет мониторинг разработки нефтяных месторождений не только ОАО «Татнефть», но и большинства малых нефтяных компаний Республики Татарстан. Проектные работы

составлялись и по ряду стран мира (Азербайджан, Казахстан, Ирак, Иран, Сирия, Алжир, Ливия).

Во второй Генеральной схеме, составленной в 1965-1967 гг., руководство ТатНИПИнефть приняло решение сократить расстояние между соседними нагнетательными рядами до 5-6 км, разбурить центральные законсервированные участки площадей, сократить расстояние между первым добывающим и нагнетательными рядами до 1000-1200 м, на краевых площадях принять для разбуривания равномерную сетку, пластическое давление на линиях разрезания решено поднимать выше первоначального, а забойное давление в добывающих скважинах снижать ниже давления насыщения, т.е. перейти на механизированный способ эксплуатации. С этого времени практически все работы, связанные с проектированием и совершенствованием разработки Ромашкинского и всех других месторождений Татарстана, выполнялись в ТатНИПИнефть.

В третьей Генсхеме, составленной в 1975-1977 гг., решались вопросы интенсификации нефтедобычи за счет выборочного уплотнения сетки скважин, вовлечения в разработку слабопроницаемых коллекторов и ВНЗ. Для более оперативного контроля и регулирования на месторождении выделено несколько десятков блоков и участков, границами которых в отдельных случаях являлись нагнетательные ряды по линиям естественного разрезания. Срок действия третьей Генсхемы закончился в 1990 г. Месторождение в последнее десятилетие разрабатывалось по проектным документам отдельных площадей. В декабре 2004 г. принята четвертая Генеральная схема развития добычи нефти горизонтов Д<sub>1</sub>, Д<sub>0</sub>. В ней под руководством доктора технических наук Р.Г. Абдулмазитова был обобщен огромный опыт 50-летней истории разработки нефтяного месторождения, сформулированы принципы разработки залежей нефти на завершающей стадии и утверждены объемы добычи нефти на ближайшее 20-летие.

Основными продуктивными отложениями на Ромашкинском месторождении являются девонские и бобриковские. В настоящее время они находятся на поздней стадии разработки. По состоянию на 01.01.2006 г. из них отобрано соответственно 90,8 и 57,7 % от начальных извлекаемых запасов категории А, В и С<sub>1</sub>. Добыча нефти из прочих объектов находится в начальной стадии. Если по начальным извлекаемым запасам в терригенных коллекторах девона было сосредоточено 87,4 %, в терригенных коллекторах бобриковского горизонта – 19,4 %, а на запасы карбонатных кол-

лекторов девона и карбона приходилось всего 3,2 %, то по остаточным запасам в терригенных коллекторах девона осталось 54,6 %, в бобриковском горизонте – 26,8 %, а доля запасов карбонатных коллекторов увеличилась до 18,6 %, т.е. возросла в 5,8 раза.

Максимальная добыча нефти по девону в размере 81,5 млн т была достигнута в 1970 г. и удерживалась на этом уровне 6 лет. В 2005 г. она составила 11,09 млн т, или 13,6 % от максимума. Добыча нефти из бобриковского горизонта интенсивно росла в конце 60-х годов и в 1980 г. достигла максимума в размере 7,2 млн т. В 1994 г. она снизилась до 2,0 млн т, а в настоящее время она составляет 3,0 млн т. Добыча нефти из прочих отложений ежегодно увеличивается и в 2005 г. составила 0,86 млн т.

На месторождении пробурено 26371 скважина, что составляет 74,9 % от проектного фонда. Терригенный девон разбурен на 81,4 %, терригенный карбон на 77,5 %, остальные объекты разрабатываются либо возвратным фондом, либо небольшим числом скважин, пробуренных на опытных участках. В действующем фонде находится 11139 добывающих и 5779 нагнетательных скважин.

По состоянию на 01.01.2005 г. из продуктивных пластов Ромашкинского месторождения отобрано 85,1 % извлекаемых запасов или 41,9 % геологических запасов. Максимум добычи нефти по месторождению в размере 81,9 млн т достигнут в 1970 г., в 2005 г. добыча нефти снизилась до 14,98 млн т, что составляет 18,3 % от максимума. Годовая добыча жидкости достигла максимума в 1985 г. в размере 216,3 млн т, затем начала снижаться и в 2005 г. составила 102,2 млн т. Среднегодовая обводненность в течение последних 18 лет остается на уровне 84,8,0-85,7 %. Водонефтяной фактор к концу 2005 г. достиг величины 1,79.

Среднесуточный дебит одной скважины за 2005 г. по нефти составил 4,2 т/сут, по жидкости – 28,7 т/сут, приемистость нагнетательной скважины – 119 м<sup>3</sup>/сут. Среднегодовая обводненность равна 85,3 %.

Начиная с первых лет разработки нефтяных месторождений Татарстана в условиях интенсивного применения методов заводнения, специалистами института был научно обоснован и внедрен в практику целый ряд важнейших методических решений.

В области нефтепромысловой геологии:

– для корреляции и детализации строения продуктивных отложений основных эксплуатационных объектов Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинско-

- го и других крупных месторождений РТ обоснована необходимость использования регионально выдержанных реперов: «глины», «верхний известняк» и «аргиллит» с построением геолого-статистических разрезов [1, 2];
- кроме общепринятых статистических параметров неоднородности (расчлененности и песчанности) рекомендовано использование методически обоснованных коэффициентов связанности, вероятности вскрытия коллектора, а также параметра выдержанности;
  - для повышения достоверности подсчета запасов и точности технологических расчетов при проектировании проведено сопоставление методов определения коллекторских свойств по данным интерпретации ГИС, из которых выбраны наиболее соответствующие условиям Ромашкинского месторождения [3];
  - по данным изучения в лабораторных и экспериментальных условиях фильтрационных свойств пород-коллекторов в начальной стадии разработки было рекомендовано выделять две группы коллекторов (песчаники и алевролиты) по значениям их пористости и проницаемости [4]. Последние 20 лет для оценки коллекторской характеристики в практике используется новая нефтепромысловая классификация, основанная на использовании двух важнейших и влияющих на разработку параметров – проницаемости и глинистости, с выделением высокопродуктивных и малопродуктивных групп коллекторов [5];
  - уточнен характер насыщенности коллекторов по всему фонду скважин крупных месторождений с применением [6, 7]. Установлено положение водонефтяного контакта (ВНК) в пластах с подошвенной водой и определено местоположение контуров нефтеносности, что было использовано при подсчете запасов Ромашкинского месторождения в 1962 г. Для уточнения ВНК использованы также результаты уникальных модельных исследований радиоактивными методами [7];
  - уточнены особенности строения поверхности ВНК, по данным анализа абсолютных отметок установлен наклон его поверхности с севера на юг. Изучены особенности строения и разработки водонефтяных зон (ВНЗ) крупных месторождений, построены карты и впервые дифференцированно подсчитаны запасы контактных и бесконтактных зон [7];
  - при проведении комплексных исследований малопродуктивных и высокопродуктивных глинистых коллекторов верхнепашийской пачки пластов горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений разработана классификация условий их залегания и выявлены геологические и технологические критерии для оценки технико-экономической рентабельности ввода в разработку этой группы коллекторов [8, 10];
  - предложена типизация небольших по площади залегания, но многообъектных месторождений.
- В области геолого-промыслового анализа состояния заводнения коллекторов и выработки запасов:
- одновременно с выбором фундаментальных направлений в области анализа процессов заводнения определены виды и объемы широкомасштабных комплексных промысловых и промыслово-геофизических исследований, необходимых для выявления степени участия вскрытых в разрезе пластов в работе скважины и источников обводнения ее продукции. Систематизация большого фактического материала позволила изучить особенности заводнения коллекторов продуктивных отложений и выявить наличие самых разнообразных форм продвижения контуров нефтеносности и подъема водонефтяного контакта при заводнении коллекторов пластовой водой, а также особенности и темпы продвижения закачиваемых вод при использовании различных модификаций внутриконтурного заводнения [9, 10, 11];
  - на различных этапах разработки реализованы методические основы составления литологических карт, карты влияния закачки, разработки и удельных остаточных балансовых запасов с выделением классов пород на базе комплексного использования результатов всех видов исследования [1, 10, 12, 13]. Для построения всех видов карт, используемых для выработки различных мероприятий по регулированию процессов выработки пластов, в настоящее время имеется программное обеспечение [10, 13];
  - с целью установления источника обводнения скважин предложены критерии группирования их по характеру обводненности продукции [7];
  - установлено, что выработка запасов нефти коллекторов с подошвенной водой в благоприятных условиях незначительно отличается от выработки чистонефтяных пластов и показано, что в разработку не вовлекаются запасы в зонах развития пластов с подошвенной водой с незначительной толщиной нефтенасыщенной части. Для эффективной разра-

ботки водонефтяных зон разработан способ избирательного заводнения;

- для количественной оценки процесса заводнения и выработки запасов создана методика, построенная на учете характера гидродинамической связи между пластами объекта и позволяющая устанавливать накопленный отбор нефти по пласту пропорционально величине извлекаемых запасов в заводненном объеме каждого пласта, исходя из того, что они являются прямым отображением состояния заводнения коллекторов. Применение ее дает возможность оценивать в пределах заводненных зон запасы различных по продуктивности коллекторов и судить о величине остаточных запасов и коэффициентах нефтеотдачи заводненных зон [7, 14, 15]. Методика более 30 лет широко и эффективно используется при проведении анализов разработки для проектирования практически всех месторождений Татарстана и других регионов, продуктивные отложения которых представлены терригенными коллекторами. В процессе ее применения выявлено, что степень гидродинамической связи зон нагнетания и отбора является определяющим фактором процессов заводнения прерывистых коллекторов и требует дифференцированный подход к оценке  $K_{охв}$  каждого из пластов зоны слияния, поскольку с этим связана величина запасов нефти в зонах заводнения [7, 14]. Установлено, что охват каждого нижележащего пласта значительно выше, чем у вышележащего. Данное обстоятельство необходимо учитывать при расчетах конечного коэффициента нефтеизвлечения по каждому из пластов объекта разработки;
- по данным анализа площадей месторождения выявлено, что средняя величина коэффициента вытеснения в заводненном объеме коллекторов составляет по пашийским отложениям 0,7, а по бобриковским – 0,6 [10];
- по анализам отдельных площадей месторождения показана возможность установления характера и величины перетоков между отдельными блоками;
- в связи с необходимостью обоснования местоположения проектного фонда скважин разработаны методические критерии выделения на картах разработки заводненных и частично заводненных зон [10, 15]. Для повышения объема информации о заводненной толщине коллектора и охвата его заводнением по толщине, кроме данных геофизических исследований, рекомендованы методы расчета с ис-

пользованием данных о степени обводненности продукции [16, 17];

- предложена расчетная формула уточнения конечных коэффициентов нефтеизвлечения, учитывающая особенности геологической модели объекта и степень гидродинамической связанности пластов продукции [18];
- дано геолого-промысловое обоснование и разработаны алгоритмы по выбору направлений и объектов для зарезки боковых горизонтальных стволов [19].

В области контроля за процессом разработки:

- методически обоснованы основные принципы организации контроля за процессом разработки, которые были разработаны для условий горизонта  $D_1$  Бавлинского месторождения на базе использования результатов исследований равномерно расположенных специальных оценочных скважин. Эти принципы с различными модификациями реализованы в дальнейшем и на других месторождениях. По полученной информации впервые для Бавлинского месторождения на различные даты были построены карты заводненных и остаточных толщин, текущего положения ВНК и контуров нефтеносности, обводняющиеся скважины подразделены на группы по темпам обводнения [9];
- по результатам исследований скважин методами радиометрии установлено влияние неоднородности и расчлененности объекта на разноскоростную выработку запасов и опережающее продвижение фронта закачиваемой воды по подошвенной части пласта [7, 9, 10];
- предложен, опробован и внедрен способ исследования нейтронными методами, предусматривающий использование водных растворов технической бурры для выделения нефтеносных и водоносных пластов по разной скорости расформирования зоны проникновения, образующейся в пласте при бурении скважины [7];
- для организации системного контроля за выработкой продуктивных коллекторов и определения параметров вытеснения в пластовых условиях методами высокочастотной электрометрии в сотрудничестве с другими организациями проведено широко-масштабное апробирование и промышленное внедрение технологии исследования скважин, обсаженных в интервале объекта разработки стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ). Только в Татарстане в

соответствии с проектными решениями обустроено СПХ более 300 скважин [20];

- для изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве и контроля за физико-химическим воздействием на пласт разработана и внедрена техника и методика исследований с системой автоматизированной интерпретации результатов применения тритиевого индикаторного метода [21];
- в процессе проведения комплексных геофизических и гидродинамических исследований установлено, что из-за наличия гидродинамической связи между пластами горизонта  $D_1$  через многочисленные зоны их слияния может происходить обводнение скважин в результате очагового заводнения путем межпластовых перетоков [9, 10]. Кроме того, также отмечены довольно многочисленные случаи вытеснения нефти в законтурную область, что проявлялось в виде фактов понижения ВНК против начального и появления нефти в первоначально водонасыщенной части пласта [7];
- на основе опыта использования методики геолого-промыслового анализа показана возможность получения информации о тенденциях в изменении структуры запасов объекта, которая реально позволяет не только контролировать достоверность распределения отобранной нефти между пластами, но и устанавливать факты ее перетока между блоками площади или отдельными площадями. В целом она может быть эффективно использована для выбора научно обоснованных направлений совершенствования разработки многопластовых месторождений.

В области технологии разработки были решены следующие проблемы:

- на основе опыта уточнены принципы рациональной разработки неоднородных расчлененных объектов, разбуренных единой сеткой скважин, обеспечивающие полноту охвата пластов заводнением, улучшение условий дренирования запасов, опережающую выработку базисных пластов;
- обоснованы пути совершенствования систем разработки высокопродуктивных залежей маловязкой нефти, приуроченных к сложнопостроенным терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающие достижение высокой (до 50-60 %) нефтеотдачи;
- разработаны пути обеспечения наиболее полной отработки охваченных заводнением активных запасов

нефти на поздней стадии разработки, научно обоснованы системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;

- решена проблема эффективной (с достижением нефтеотдачи до 40-45 %) системы разработки залежей нефти повышенной вязкости (до 60 мПа·с) в терригенных коллекторах путем применения системы избирательного заводнения с закачкой воды в водоносные «окна» внутри залежи, применения физико-химических МУН, внедрения нестационарного заводнения, оптимизации давления нагнетания и плотности сетки скважин;
- научно обоснована эффективная система разработки залежей высоковязкой нефти (более 60 мПа·с) в достаточно проницаемых терригенных коллекторах и обоснованы критерии применения методов заводнения для залежей высоковязкой нефти в карбонатных пластах;
- доказано существенное влияние плотности сетки скважин на производительность, технико-экономические показатели разработки и нефтеотдачу неоднородных расчлененных объектов, сформулированы принципы рациональности начального и конечного уплотнения сетки скважин, уточнены понятия резервного фонда и обоснованы методы их определения, обоснован принцип и определены условия эффективности применения двухстадийного разбуривания, создана методика рационального разбуривания залежей с весьма неоднородными пластами;
- разработана методика разбуривания зонально неоднородных пластов, позволяющая сократить число бурящихся непродуктивных скважин с 8-30 до 1-3 %;
- предложены новые методы контроля и классификации методов регулирования процессов разработки, обоснованы и внедрены различные модификации нестационарного заводнения с переменной направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, уточнено понятие форсированного отбора, доказана высокая эффективность ввода в разработку недренируемых запасов, показаны пути существенно снижения добычи попутной воды и закачки воды на поздней стадии, обоснована большая роль водоизоляционных работ для регулирования выработки пластов неоднородного объекта;
- уточнена классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, позволяющие су-

щественно расширить диапазон применения методов заводнения и наиболее эффективных МУН;

- доказана высокая эффективность гидродинамических МУН, которые согласно проведенным исследованиям могут увеличить нефтеотдачу на 8-10%, проведена переоценка приоритетности третичных МУН.

В области техники и технологии бурения и нефтедобычи также решен большой комплекс проблем:

- созданы новые конструкции скважин, позволяющие обеспечить надежную изоляцию и охрану питьевых вод при разработке месторождений, а также созданы конструкции скважин для разработки слабопроницаемых и водонефтенасыщенных пластов;
- повышена эффективность первичного (в процессе бурения) и вторичного (перфорация) вскрытия пласта;
- разработаны новые, более эффективные технологии водоизоляционных работ и стимулирования скважин в различных геологических условиях;
- созданы эффективные технологии подготовки продукции скважин, а также методы очистки сточной и пресной воды для закачки в пласт;
- отработаны методы защиты скважин, оборудования, системы закачки, сбора и транспорта от коррозии;
- разработана техника и технология применения современных МУН;
- отработаны основные вопросы экологического мониторинга геологической среды и окружающей природы.

Несмотря на довольно большой перечень решенных проблем разработки Ромашкинского нефтяного месторождения, существуют проблемы, которые необходимо решать на современной поздней стадии его разработки. К их числу относятся:

*Наращивание запасов нефти.* Сохранение объемов добычи нефти на достигнутом уровне или снижение темпа ее падения возможны только при надежном обеспечении запасами нефти. Возникли новые задачи по доразведке локально нефтеносных горизонтов и пластов. Другая важнейшая задача – создание технологических и технических решений по доизвлечению остаточных нефтей в заводненных пластах.

*Технологические.* Основная технологическая проблема вытекает как следствие разработки единой системой весьма неоднородных по толщине и площади месторождения многопластовых горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$ . При

одних и тех же давлениях закачки воды в нагнетательных скважинах и отборе продукции в добывающих скважинах неоднородные пласты вырабатывались неравномерно. Это привело к тому, что лучшие пласты оказались практически выработанными, а нефть осталась в худших пластах. Изменилась структура запасов в сторону трудноизвлекаемых. Именно это обстоятельство потребовало создания новых решений при бурении скважин и вскрытии малопродуктивных пластов, увеличении их дебита, подготовке воды для их заводнения, а также обосновании методов увеличения нефтеизвлечения и т.д.

Другое последствие неравномерной выработки пластов – образование множества новых участков с подшвенной водой. Если на начальном этапе водонефтяные зоны находились лишь на краевых частях месторождения, то последующее опережающее заводнение от нагнетательных рядов практически по всей площади месторождения лучших нижележащих пластов привело к образованию водонефтяных зон повсеместно. Это обстоятельство приводит к росту обводненности продукции не только за счет горизонтального вытеснения нефти водой, но и за счет конусообразования.

Возникли новые задачи по ограничению количества воды в добываемой продукции.

На Ромашкинском месторождении менялись принципы разбуривания пластов горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$ : оставленные первоначально широкие полосы между рядами нагнетательных и добывающих скважин разбуривались дополнительными рядами скважин; изменились подходы к переводу добывающих скважин, ближайших к нагнетательным рядам, под закачку воды: первоначально при обводнении продукции до 50%, далее – до 90% и более; широко использовалась технология циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков. Определение величины и формы остаточных запасов после продолжительного использования подобных технологических процессов является сложнейшей задачей.

*Технические.* Важнейшие проблемы связаны с большим сроком службы скважин и ухудшением их технического состояния. Необходимо выполнять большие объемы работ по изучению технического состояния скважин и их ремонта.

Другие технические задачи связаны с необходимостью дифференцированного подхода к подготовке воды для заводнения с повышением требований к ее ка-

честву и повышения давления нагнетания для выработки запасов малопродуктивных коллекторов.

Нужны гибкие системы поддержания пластового давления с возможностью регулирования их технических параметров в широком диапазоне.

Аналогичные технические проблемы имеют место и для подъема продукции скважин, главная из которых – ограничение подъема воды при малых дебитах скважин по нефти.

*Экологические проблемы* увеличивались по мере старения скважин и системы нефтепромыслового обустройства в связи с ростом объемов добываемой с нефтью пластовой воды с высокой минерализацией. Нарушения герметичности указанных объектов приводят к засолению посевных земель, источников питьевого водоснабжения и загрязнению атмосферы.

*Научные проблемы* связаны с недооценкой или неучетом некоторых явлений, возникающих при внутриконтурном заводнении, когда вода, вытесняющая нефть, закачивается в нефтенасыщенный коллектор. К этим явлениям следует отнести возможное развитие анаэробной микрофлоры в заводненной части пласта, нарушение температурного режима месторождения, значительные изменения пластового давления в сторону повышения в районе нагнетательных скважин и понижения – в зонах отбора по отношению к начальной величине, появление слабых искусственных гравитационных и электрических полей в процессе фильтрации вод различной минерализации в поровой среде, ухудшение фильтрационных характеристик коллекторов при закачке вод различной степени очистки за счет загрязнения поровых каналов, за счет возможного набухания глинистых фракций, а также выпадения парафина из нефти и т.д. Негативные последствия этих факторов могут быть усилены из-за многопластовости и неоднородности продуктивных горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$ . Например, отрицательные последствия из-за закачки холодной воды могут быть направлены на худшие смежные пласты, которые окажутся в охлажденной зоне за счет опережающего движения воды в высокопроницаемых пластах.

*Экономические проблемы.* Поздняя стадия разработки основных горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$  характеризуется высокой степенью обводненности продукции, большими объемами добываемой воды и низкими дебитами скважин. Остальные горизонты имеют малые начальные дебиты скважин, высокую вязкость нефти и в большинстве своем их запасы относятся к категории трудноизвле-

каемых. В настоящее время эти горизонты разрабатываются в основном скважинами, возвращенными с других горизонтов. Для их освоения необходимо еще пробурить проектный фонд скважин. Однако из-за финансовых трудностей при действующей налоговой системе это пока осуществить невозможно.

Из-за опережающей выработки активных запасов, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов с малыми дебитами, закономерного обводнения продукции скважин и снижения уровней добычи нефти произошло увеличение в эксплуатационном фонде количества малодобитных скважин и скважин с повышенной обводненностью. Так, последние 10 лет по пластам горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$  и другим объектам месторождения средний дебит скважин по нефти удерживается на уровне 3,8-4,2 т/сут.

При действующей налоговой системе эксплуатация значительного количества малодобитных скважин становится экономически нерентабельной. Нужны эффективные технологические и технические решения, чтобы снизить затраты на добычу нефти, с одной стороны, а также специальные решения правительства для снижения налогов на продукцию малодобитных скважин. Выходом из положения было бы принятие решения о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в зависимости от степени выработки запасов. Такая работа в Правительстве Российской Федерации ведется, возможно, в ближайшие годы этот вопрос будет урегулирован.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чоловский И.П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1966.
2. Орлинский Б.М., Лиходедов В.П., Крутилин А.И. Использование комплекса статистических параметров для характеристики геологического строения разрабатываемых залежей нефти // Тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 1977. – Вып. 36.
3. Применение промыслово-геофизических методов для определения коллекторских свойств терригенных пород на Ромашкинском месторождении / С.А. Султанов, М.С. Астафьева, И.М. Климушин, Р.Б. Хисамов // Тр. / ТатНИИ. – Казань: Таткнигоиздат, 1961. – Вып. 3.
4. Дементьев Л.Ф., Глумов И.Ф., Чоловский И.П. Методика определения кондиций для подсчета запасов нефти на примере горизонта  $D_1$  одной из площа-

- дей Татарии // Тр. / ВНИИ. – Гостоптехиздат, 1962. – Вып. 36.
5. Муслимов Р.Х., Долженков В.Н., Зиннатуллин Н.Х. Исследование вытеснения нефти водой из песчано-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 1. – С. 25-26.
  6. Сохранов Н.Н. О переходной зоне и определении водонефтяного контакта по геофизическим данным // Геология нефти и газа. – 1960. – №5. – С. 55-59.
  7. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977.
  8. Блинов А.Ф., Хисамов Р.Б., Суханов Н.А. Геолого-технические критерии технологии выработки запасов малопродуктивных коллекторов и песчаных линз / Фундаментальные и поисковые исследования механизма вытеснения нефтей различными агентами и создание технологий разработки трудноизвлекаемых запасов. – Альметьевск, 1991.
  9. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. – М.: Недра, 1974.
  10. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: КГУ, 1979.
  11. Хисамов Р.Б. Расчет фронта закачиваемой воды и скорости его продвижения в пластах горизонта  $D_1$  // Тр. / ТатНИИ. – М.: Недра, 1967. – Вып. 10.
  12. Коцюбинский В.Л. О способах построения пластовых карт прерывистых коллекторов // Геология нефти и газа. – 1971. – №1. – С. 35-38.
  13. Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М. К вопросу о построении карт остаточных нефтенасыщенностей / Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов. – Альметьевск, 1994.
  14. Дияшев Р.Н., Шавалиев А.М., Лиходедов В.П. Особенности разработки многопластовых объектов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
  15. Методические аспекты проведения анализа распределения остаточных запасов с целью вовлечения их в разработку / Б.М. Орлинский, Н.И. Зевакин, В.П. Лиходедов, Р.Б. Хисамов // Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов. – Альметьевск, 1994.
  16. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра, 1973.
  17. Лысенко В.Д. Формулы для расчета процесса разработки нефтяной залежи // НТС. Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1973. – №20. – С. 34-38.
  18. К вопросу оценки конечных коэффициентов нефтеизвлечения на поздней стадии разработки / Г.Ф. Веревкина, В.П. Лиходедов, Н.И. Зевакин, Р.Б. Хисамов, А.Н. Хамидуллина // Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных месторождений Волго-Камского региона: Тр. науч.-практ. конф. – Казань: Новое Знание, 1998.
  19. Хамидуллина А.Н., Хисамов Р.Б. К выбору объектов резки горизонтальных стволов в старых скважинах для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов // Проблемы разработки нефтяных месторождений: Тезисы докл. науч.-практ. конф. – Альметьевск, 1996.
  20. Технология геофизического контроля разработки нефтяных месторождений / В.Г. Дворецкий, Б.М. Орлинский, В.В. Труфанов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №8. – С. 21-24.
  21. Зайцев В.И., Антонов Г.П. О высоких скоростях движения меченой жидкости // Э.И. Сер. Нефтепромышленное дело. – 1986. – №1. – С. 1-5.

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА СЛУЖБЕ НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА – ВЗГЛЯД ЧЕРЕЗ ВЕКА

*Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З.,  
Владимиров А.Б., Пузикова В.В.  
(ТатНИПИнефть)*

**Н**аука сама по себе естественным образом предполагает сбор, хранение и обработку информации. Успех научных изысканий напрямую зависит от ее объема, качества, скорости обработки, а также доступности и наглядности. Для достижения этих целей необходимы технологии сбора, хранения и обработки данных.

В прошлом веке, на момент создания Татарского нефтяного научно-исследовательского института (в апреле 1956 г.), информационные технологии «высокими» назвать было еще нельзя. В 40-х годах появились машины первого поколения (ламповые), которые требовали много места, расходовали массу электроэнергии и были малоэффективны, т.е. вычислительные возможности их были ограничены. С середины 50-х годов появились ЭВМ второго поколения, в которых вместо ламп использовались транзисторы, уменьшились размеры и потребляемая ими мощность, повысилось их быстродействие. С середины 60-х годов появились ЭВМ третьего поколения, в которых вместо транзисторов использовались интегральные схемы, уменьшились размеры и потребляемая ими мощность, повысилось их быстродействие до нескольких миллионов операций в секунду. В 70-80-е годы появились вычислительные машины четвертого поколения, основу которых составляют всего несколько интегральных схем [1].

Последовательность развития информационных технологий в ТатНИПИнефть и ОАО «Татнефть» в целом нагляднее рассматривать первоначально с позиции автоматизации.

Первый этап был связан с автоматизацией ручного счета и сбора информации для последующего решения

инженерных задач. На этом этапе информационные технологии всецело определялись лишь развитием своей технической базы – вычислительной техники.

В то время применение ЭВМ требовало от пользователей трудоемкой подготовки задач к решению, заключающейся в математической формулировке задачи, выборе численного метода, разработке алгоритма и его записи на одном из языков программирования. Этот этап характеризуется тем, что с начала 50-х и до конца 60-х годов, в основном ЭВМ использовались только для сбора информации, а в 70-х годах ЭВМ (Минск-12, Минск-22) использовались для решения инженерных задач: «Эксплуатационная карточка», «Геологический отчет НГДУ» и других.

Второй этап – автоматизация проектирования. Создание систем автоматизированного проектирования (САПР) отличалось от предыдущего этапа тем, что почти все из перечисленных операций автоматизированы и выполняются на ЭВМ с помощью заранее разработанного программного обеспечения, рассчитанного на многократное применение при решении определенного класса задач. От пользователя требовалось лишь описать исходные данные задачи на проблемно-ориентированном языке и быть готовым к оценке результатов и принятию решений по полученным результатам.

Третий этап – автоматизация управления, создание автоматизированных систем управления (АСУ) началось в 80-х годах.

Роль управления с каждым годом резко возрастает, оно становится одним из решающих факторов в обеспечении эффективности развития предприятия, отрасли. АСУ представляют собой систему управления с применением современных автоматических средств обработки данных, современных технических средств, ко-

торые обуславливаются требованиями и возможностями научного управления и особенностями объекта управления.

С помощью АСУ на объектах в системном, комплексном виде реализуются новейшие достижения науки и практического опыта, приносящие наибольший экономический эффект. Принципиальные изменения претерпела и техническая база. Непрерывный прогресс АСУ придает процессу их создания характер последовательно развиваемой разработки, а не проведение единовременного, в разовом порядке, полностью законченного комплекса работ.

В рамках рассматриваемого этапа в ТатНИПИнефть на ЭВМ М-222 и Минск-32 были созданы первые пакеты автоматизированных систем: АС «ЗАПАСЫ», пакет графических программ АС «ГРАД», АС «ДЕКАРТ» и другие. А с появлением ЭВМ ЕС 1030, ЕС 1033, ЕС 1061 началось развитие систем автоматизированного проектирования: САПР БУРЕНИЕ, САПР РАЗРАБОТКА. Создание автоматизированного банка данных (АБД) САПР РАЗРАБОТКИ ознаменовало новый качественный скачок в развитии информационных технологий, выходящий за рамки автоматизации, – разработку банка данных. Возникла острая необходимость систематизации всевозрастающего объема накопленной информации с обеспечением возможностей импорта/экспорта, выверки, форматирования, оптимизации хранения, поиска и прочих сервисов, обеспечиваемых технологиями управления базами данных.

Четвертый этап – автоматизация рабочих мест (АРМ).

В 90-х годах с появлением персональных компьютеров в «Татнефть» начали разрабатываться АРМ, которые организовывались по функциональному признаку и позволяли решать задачи управления на рабочем месте путем децентрализованной обработки данных с применением персональных ЭВМ.

Основные нефтяные месторождения РТ находятся на поздней стадии разработки. В этих условиях одним из важнейших и необходимых мероприятий является контроль и регулирование процесса разработки на уровне месторождения, участков, пластов, скважин.

Подразделение ТатНИПИнефть, специализирующееся на информационных технологиях, изначально состояло из специалистов различных областей знаний: математиков, программистов, сетевиков, геологов и геофизиков. В процессе развития отдел автоматизации научно-исследовательских и проектных работ (АНИПР) был преобразован в Научно-производственный центр раз-

вития информационных технологий (НПЦ РИТ), ныне подразделение именуется отделом развития информационных технологий и моделирования пластовых систем (РИТИМПС). Его сотрудниками была разработана действительно уникальная технология трехмерного геологического и гидродинамического моделирования, объединяющая собой самые передовые в этой области разработки собственного производства, а также сторонние программные продукты отечественных и зарубежных компаний. АРМ Лазурит, Inner Gaze, Eclipse Roxar – программный комплекс визуализации 3D моделей и пакет программ фирмы Landmark эффективно дополняют друг друга и создают мощный инструмент для построения постоянно действующих моделей (ПДМ) нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» [2].

Гармонично вплетающиеся в пакеты моделирования системы картопостроения и геоинформационные системы (ГИС) решают задачи не только наглядной визуализации данных, но и обеспечивают сервис «добычи данных» для специалистов-аналитиков.

К концу прошлого столетия стремительно растущие достижения в сфере вычислительной техники предоставили поистине широчайшие возможности автоматизированного решения задач практически всех специалистов ТатНИПИнефть и ОАО «Татнефть» в целом. Персонализация вычислительных ресурсов неизбежно приводит к острой необходимости интеграции с внедрением передовых коммуникационных технологий. Этот процесс определяет пятый этап развития информационных технологий в компании – этап интеграции.

Разработка интегрированной системы автоматизированного управления производством (ИСАУ) и интегрированной системы анализа состояния и управления разработкой нефтяных месторождений АО «Татнефть» (ИСАУ РНМ) на базе постоянно действующих геологических и гидродинамических моделей [3] вывела локальную сеть ТатНИПИнефть, корпоративную сеть ОАО «Татнефть», а также глобальную сеть Интернет из коммуникационных ресурсов компании в вычислительный ресурс, обеспечивая не только тривиальную передачу информации, но и решение интеллектуального круга задач:

- интеграция данных;
- интеграция усилий в рамках производственных подразделений или рабочих групп;
- интеграция процессов, осуществляемых различными группами;

- интеграция ресурсов внутри компании [4].

Процесс интеграции позволил собрать различные направления развития ИТ в единое пространство – информационную инфраструктуру, где отдельные «плоские» технологии обрели свое качественно новое, «объемное» значение.

Банк данных вырастает в хранилище данных, создание постоянно действующих моделей – в моделирование пластовых систем. Развитие информационных технологий происходит настолько стремительно, что индивидум уже не в состоянии во всей полноте реализовать вычислительные возможности техники, специалист передает автоматизированным системам одну за другой задачи принятия решений, выбора аналитических методов, определения направлений развития, концентрируясь уже на более глобальных, концептуальных задачах.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Норенков И.П. Краткая история вычислительной техники и информационных технологий // Приложение к журналу «Информационные технологии». – 2005. – № 9.
2. Чернобровцев А.Г. Автоматизация «нефтянки» // Computerworld. – 2001. – № 47.
3. Тахаутдинов Ш.Ф. Новая техника и технология – основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Техника и технология добычи нефти на современном этапе: Сб. докл. науч.-практ. конф. – Альметьевск, 1998.
4. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. Информационные технологии в разработке нефтяных месторождений // Нефть и жизнь. – 2004. – №4. – С. 48-49.

## КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННОГО ТИПА

*Емельянова Г.Г., Зацарина Л.В., Марченко И.Р.,  
Вдовина Е.В., Хоменко А.Б. (ТатНИПИнефть)*

**В** условиях закономерного истощения запасов нефти в высокопродуктивных терригенных коллекторах возрастает значимость вовлечения в разработку запасов, приуроченных к менее продуктивным карбонатным отложениям. Традиционные технологии разработки, эффективные для терригенных объектов, зачастую малоэффективны, а то и вовсе не эффективны для карбонатов. Поэтому одним из направлений в стабилизации добычи нефти является поиск и испытания новых технологий разработки карбонатных коллекторов.

На Бавлинском месторождении основными по запасам и текущей добыче являются три эксплуатационных объекта: терригенные залежи девонских и бобриковского горизонтов, а также карбонатные отложения кизеловского горизонта. Выработанность девонского объекта составляет более 90 % от НИЗ, бобриковского – более 70 %, кизеловского – 16 %. В структуре остаточных извлекаемых запасов в девоне сосредоточено около 17 % ТИЗ месторождения, 42 % – в бобриковском и около 40 % – в кизеловском.

В настоящее время третья часть годовой добычи нефти по месторождению приходится на кизеловский горизонт.

В ТатНИПИнефти в рамках «Дополнения к проекту разработки Бавлинского месторождения» на Коробковском участке запроектирована и предложена к испытанию комплексная технология разработки карбонатных коллекторов трещинного типа.

На Коробковском участке, расположенном в юго-западной части месторождения, основными промышленно продуктивными горизонтами являются карбонатные отложения кизеловского горизонта. Залежи

терригенного бобриковского горизонта имеют подчиненное значение. Алексинский горизонт встречен в единичных скважинах и является объектом доразведки.

Кровля продуктивного пласта кизеловского горизонта залегает по разрезу всего на 5-8 м ниже подошвы бобриковского пласта  $bb_1^2$ , поэтому структурный план турнейского яруса полностью соответствует отложениям терригенной толщи. ВНК кизеловской залежи на отметке – 994 м. Разница в отметках ВНК этих горизонтов составляет порядка 15-17 м. Близость расположения по разрезу и существенная разница в отметках положения ВНК указывает на отсутствие взаимосвязи между залежами турнейского яруса и бобриковского горизонта.

Кизеловский горизонт турнейского яруса сложен известняками. Общая толщина кизеловского горизонта на Коробковском участке составляет в среднем 21,8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 5,6 – 15,0 м, составляя в среднем 10,9 м. Коэффициент расчлененности составляет 1,0 д.ед., песчаность разреза пласта – 0,51 д.ед.

На Коробковском участке лабораторные исследования керна выполнены по 4 скважинам, гидродинамические исследования кизеловских отложений в 38 скважинах.

Нефти на участке характеризуются средней вязкостью 20,8 мПа·с, плотностью 872,5 кг/м<sup>3</sup> в пластовых условиях, давлением насыщения 3,27 МПа. По содержанию серы нефть является сернистой.

Геолого-физическая характеристика кизеловского объекта приведена в табл. 1.

Коробковский участок вступил в эксплуатацию в середине 80-х годов с опытно-промышленных работ на участках в районе скв. 859, 897, 2715. Эксплуата-

## Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

| Параметры   | Кизеловский по месторождению             | Кизеловский коробковский участок         |
|---|--|--|
| Средняя глубина залегания, м                                    | 1240,0                                   | 1244,4                                   |
| Тип залежи  | пластово-сводовый (ВС)<br>массивный (НС) | пластово-сводовый (ВС)<br>массивный (НС) |
| Тип коллектора  | карбонатный                              | карбонатный                              |
| Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>                      | 273930                                   | 48360                                    |
| Средняя общая толщина, м  | 20,64                                    | 21,78                                    |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                              | 5,78                                     | 6,87                                     |
| Пористость, д. ед.  | 11,0                                     | 11,6                                     |
| Средняя нефтенасыщенность, д. ед.                               | 0,634                                    | 0,662                                    |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                                 | 12,94                                    | 12,0                                     |
| Коэффициент песчаности, д. ед.                                  | 0,51                                     | –  |
| Коэффициент расчлененности, д. ед.                              | 1,0                                      | –  |
| Пластовая температура, °С                                       | 26,0                                     | 26,0                                     |
| Начальное пластовое давление, МПа                               | 12,4                                     | 12,4                                     |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с                      | 20,8                                     | 20,8                                     |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>          | 872,5                                    | 872,5                                    |
| Плотность нефти в поверхн. условиях, т/м <sup>3</sup>           | 893,0                                    | 893,0                                    |
| Объемный коэффициент нефти, д. ед.                              | 1,0523                                   | 1,0523                                   |
| Содержание в нефти, % :   |  |  |
| серы  | 3,4                                      | 3,4                                      |
| парафина  | 1,78                                     | 1,78                                     |
| Давление насыщения нефти газом, МПа                             | 3,27                                     | 3,27                                     |
| Рабочий газовый фактор (по данным НГДУ «БН»), м <sup>3</sup> /т | 12,0                                     | 12,0                                     |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с                       | 1,68                                     | 1,68                                     |
| Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>           | 1,16                                     | 1,16                                     |
| Средняя продуктивность, •10 м <sup>3</sup> /сут(МПа)            | 0,071                                    | 0,235                                    |

ция опытных участков показала эффективность разработки карбонатных коллекторов на Бавлинском месторождении по треугольной сетке 400х400 м с применением технологий заводнения. Циклическая закачка воды обеспечивает стабилизацию пластового давления, снижение темпов обводненности и поддержание дебитов скважин на рентабельном уровне. Опытная разработка участков с плотной сеткой 200х200 м на естественном режиме показала, что приемлемая степень нефтеизвлечения на этих участках достигается, однако, наблюдаемое снижение дебитов может привести к убыточности работы скважин. В то же время это свидетельствует о возможности заменить часть проектных вертикальных сква-

жин горизонтальными, заменив две вертикальные одной горизонтальной.

По состоянию на 01.01.2005 г. на Коробковском участке по кизеловскому горизонту в пробной или промышленной эксплуатации перебывало 95 скважин, в действующем добывающем фонде находится 89 скважин, в нагнетательном – 6. С начала разработки добыто 716,15 тыс. т нефти, что составляет 16,8% от НИЗ; жидкости добыто 821,3 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,033, водонефтяной фактор – 0,15.

В 2004 г. добыча нефти составила 83,4 тыс. т, жидкости – 94,9 тыс. т, среднегодовая обводненность продукции – 12,1%. Годовой темп отбора составил 2,0% от

НИЗ. Средний дебит скважин по нефти на участке составляет 3,2 т/сут, по жидкости – 3,6 т/сут. Безводных скважин нет.

Согласно «Проекту разработки Бавлинского месторождения», составленному в 1994 г., на кизеловский горизонт Коробковского участка с учетом пробуренных поисковых и разведочных было запроектировано 175 скважин (в том числе 41 горизонтальная). Проектные скважины были размещены по сетке 300х300 м с заменой некоторой части вертикальных скважин на горизонтальные. Направление горизонтальных стволов было запроектировано веерообразно от куста. Поддержание пластового давления предусматривалось путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные в нагнетательных рядах, размещенных через три ряда добывающих скважин.

С 2000 г. на участке началось интенсивное разбуривание кизеловского горизонта. Анализ расположения уже бурящихся и проектных горизонтальных скважин на кустах показал, что при проектном (1994 г.) расположении скважин на некоторых участках может сложиться ситуация невозможности соблюдения принципа бурения горизонтального ствола «от известного к неизвестному», так как практически все проектные скважины некоторых кустов горизонтальные. Кроме того, при таком разбуривании создается значительная экологическая нагрузка на куст.

В этой связи предложена комплексная технология которая может найти применение при разработке карбонатных залежей, а также при разработке месторождений на поздней стадии [1, 2].

Технология включает в себя комплекс технологических и технических мероприятий: выбор эксплуатационного объекта, бурение водозаборных скважин в водоносный пласт, бурение нагнетательных и добывающих скважин в продуктивный пласт, отбор пластовой воды через водозаборные и закачку ее без охлаждения через нагнетательные скважины в продуктивный пласт. Производят опережающую закачку воды, величину давления на забое нагнетательных скважин поддерживают выше давления раскрытия трещин. В качестве добывающих бурят горизонтальные скважины в кровельной части продуктивного пласта равноудаленно от нагнетательных скважин, пластовое давление в зоне отбора поддерживают на первоначальном, компенсация отбора жидкости закачкой воды в пластовых условиях поддерживается на заданном уровне, ведут циклическую закачку воды и отбор продукции скважин.

Результатом применения технологии является увеличение охвата пластов заводнением и повышение нефтеизвлечения из них.

При разработке нефтяной залежи часть запасов нефти неизбежно остается в залежи. Применение комплексной технологии решает задачу повышения нефтеотдачи залежи. Задача решается следующим образом.

Для карбонатной залежи Коробковского участка из опыта разработки экспериментальных участков, а также по результатам гидродинамических расчетов фильтрации в пласте с применением ГС выбрана квадратная сетка 450х450 м. Удельные запасы по залежи составляют 4,4 тыс. т/га, что при сетке 20 га/скв обеспечивают достаточный объем запасов на одну скважину. Скважины размещены по 9-ти точечной системе расположения горизонтальных и вертикальных скважин с нагнетательной скважиной в середине элемента.

Последовательность разбуривания также является элементом технологии. С куста бурят вначале водозаборные скважины, затем разбуривают сеткой нагнетательных скважин. Водозаборные скважины бурят со вскрытием водоносных пластов залежи с температурой воды, превышающей или равной температуре основного нефтяного пласта залежи. Возможно использование девонских пластовых вод. С тех же кустов бурят нагнетательные скважины вертикальным стволом со вскрытием бурением водонасыщенной части залежи. Бурение водозаборных и нагнетательных скважин с одного куста позволяет перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения. Значительно сокращаются расходы на обустройство высоконапорных водоводов.

В процессе бурения и эксплуатации водозаборных и нагнетательных скважин изучают геологическое строение залежи. Строят структурные карты по кровле нефтяного пласта залежи, карты общих и нефтенасыщенных толщин, определяют параметры нефтяного пласта, производят замеры приемистости, измеряют пластовое давление, определяют давление смыкания трещин.

Производят расчет требуемого объема закачки воды из условия сохранения первоначального пластового давления после отбора жидкости из пласта за определенный период времени. Производят опережающую закачку воды в пласт.

Изучив геологическое строение залежи, производят бурение горизонтальных добывающих скважин. Ствол горизонтальной скважины проводят в кровельной части нефтяного пласта залежи. Для создания равномерного фронта вытеснения нефти водой, проводку горизонтального ствола производят равноудаленно от нагнетательной скважины, т.е. начало и конец горизонтального ствола располагают на одинаковом расстоянии от нагнетательной скважины. Затем осуществляют обустройство и скважины вводят в эксплуатацию.

Трещины при первоначальном пластовом давлении, разомкнутые после опережающей закачки и последующего отбора нефти, не смыкаются. В последующем пластовое давление в зоне отбора нефти поддерживают на первоначальном уровне путем сохранения компенсации отбора жидкости закачкой воды в пластовых условиях на определенном уровне.

Из-за меньших фильтрационных сопротивлений в пласте закачиваемый агент вытесняет флюиды из трещин и из малопроницаемой части коллектора. Так как в нагнетательной скважине перфорацией вскрыта водонасыщенная часть залежи, то закачанная вода в начальной стадии будет фильтроваться под залежь нефти. Поскольку горизонтальный ствол добывающей скважины пробурен в кровельной части нефтяного пласта, то фильтрационным потоком охватывается вся продуктивная толща пласта.

За счет геометрической неравномерности системы плоскорадиального потока «нагнетательная скважина (источник)» – «добывающая скважина (галерея)» вода в пласте фильтруется неравномерно. Кроме того, геологическая неоднородность усиливает послойную и зональную неравномерность вытеснения нефти водой. Поэтому технология предусматривает переход на циклическую закачку вытесняющего агента и циклический отбор нефти из добывающих скважин.

Схему циклирования выбирают в зависимости от конкретных геолого-физических условий объекта заводнения и стадии разработки залежи. В цикле простоя нагнетательной скважины происходит капиллярная пропитка матрицы блоков карбонатного массива. Также происходит гравитационное разделение нефти и воды. В комплексе капиллярные и гравитационные силы при циклической закачке благоприятно воздействуют на процесс вытеснения нефти водой. Замедляется прорыв воды по трещинам и вытеснение нефти водой происходит более равномерно от подошвы залежи к кровельной части пласта.

Выбор добывающей скважины с горизонтальным стволом обусловлен необходимостью дренирования максимального количества блоков карбонатного массива. Закачка воды в водонасыщенную часть залежи и передача давления по трещинам не требует бурения нагнетательной скважины с горизонтальным стволом. Распространение фильтрационного потока от нагнетательной скважины по водоносной части залежи происходит в плоскорадиальном направлении. Радиальный поток наблюдается только вблизи нагнетательной скважины, а затем — течение происходит ортогонально к стволу добывающей скважины.

Известно, что фильтрационные свойства карбонатных коллекторов в большей степени обусловлены наличием трещин. Вертикальные трещины удерживаются в раскрытом состоянии, когда пластовое давление жидкости, заполняющей поры и трещины коллектора, превышает боковое давление. Для раскрытия трещин в пласте величина давления на забое нагнетательных скважин должна превышать боковое горное давление. Величина бокового горного давления определяется экспериментальным или расчетным путем и зависит от глубины залежи, типа и состояния коллектора.

Опережающая закачка воды в пласт предусматривается для того, чтобы на момент ввода добывающей скважины пластовое давление обеспечивало оптимальный дебит. В то же время опережающая закачка не должна быть помехой при бурении добывающих скважин.

За счет внедрения рассматриваемых мероприятий карбонатный массив дренируется закачиваемой пластовой водой, а блоки охвачены заводнением, что позволит повысить коэффициент нефтеизвлечения.

С 1998 г. на участке бурение ведется с предварительным спуском 168 мм колонны в кровельную часть турнейских отложений и последующим вскрытием продуктивной толщи долотами малого диаметра 139,7 мм на водных растворах неионогенных ПАВ (МЛ-81Б, неонол), для обеспечения сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта (зоны кольматации). За счет применения легких безглинистых растворов и высоких механических скоростей бурения вскрытие продуктивных пластов велось в режиме равновесия. Вскрытие пластов в условиях депрессии, как один из элементов комплексной технологии, создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород, так как при депрессии практически полностью исключается проникновение в пласт бурового раствора.

Таблица 2

Информация по скважинам НГДУ «Бавльнефть» (Бавлинская площадь, кизеловский горизонт) законченным бурением в режиме депрессии и на равновесии по состоянию на 01.01.2005 г.

| № скв.                  | Эффект. нефтенасыщ., м | Пористость, % | Оборудован. забоя | Ингервал. вала пласта | Длина гориз. ствола, м | Расст. до ВНК, м | Характеристика ГС |                  |                  |        | Окружающие скважины |           |        |                  |                  |        |
|-------------------------|------------------------|---------------|-------------------|-----------------------|------------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|--------|---------------------|-----------|--------|------------------|------------------|--------|
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | месяц             | деб. неф., т/сут | деб. жид., т/сут | % обв. | Рпл, МПа            | Рзаб, МПа | № скв. | деб. неф., т/сут | деб. жид., т/сут | % обв. |
| 1                       | 2                      | 3             | 4                 | 5                     | 6                      | 7                | 8                 | 9                | 10               | 11     | 12                  | 13        | 14     | 15               | 16               | 17     |
| 305Г                    |                        | 8,0           | э/к               | 1339-                 | открыт.                | 4,5              | Январь            | 9,5              | 9,7              | 2,0    | 9,2                 | 4,3       | 849    | 2,0              | 2,8              | 28,0   |
| 10,9-11,9               |                        |               | 146-              | 1589 м                | 250                    |                  | Февраль           | 9,1              | 9,2              | 1,3    |                     | 4,5       | 2715   | 1,7              | 3,4              | 39,0   |
| депрессия               |                        |               | 1339 м            |                       |                        |                  | Март              | 9,1              | 9,4              | 2,6    | 9,3                 | 3,8       | 3052   | 1,6              | 3,9              | 59,0   |
| дата ввода              |                        |               |                   |                       |                        |                  | Апрель            | 10,2             | 10,6             | 3,9    |                     |           |        | 1,9              | 3,9              | 51,0   |
| в эксплуатацию 05.01.04 |                        |               |                   |                       |                        |                  | Май               | 7,1              | 7,2              | 2,6    |                     | 4,2       |        | 2,4              | 2,8              | 14,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Июнь              | 6,7              | 6,9              | 3,9    |                     | 4,2       |        | 2,5              | 2,7              | 7,0    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Июль              | 6,1              | 6,4              | 5,1    |                     |           |        | 2,2              | 3,5              | 37,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Август            | 5,6              | 6,0              | 6,4    | 8,5                 | 4,1       |        | 2,3              | 3,5              | 35,2   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Сентябрь          | 5,7              | 6,0              | 5,1    | 8,5                 | 3,1       |        | 2,7              | 3,6              | 25,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Октябрь           | 5,6              | 6,0              | 6,4    | 9,1                 | 3,1       |        | 2,5              | 4,1              | 43,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Ноябрь            | 5,4              | 5,7              | 5,1    | 9,1                 | 2,9       |        | 2,4              | 3,7              | 35,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Декабрь           | 5,3              | 5,6              | 5,1    | 9,1                 | 2,9       |        | 2,3              | 3,7              | 37,0   |
| 455Г                    |                        | 8,0           | э/к               | 1350-                 | открыт.                | 9,6              | Январь            | 9,5              | 9,7              | 2,0    | 9,0                 | 4,5       | 2715   | 2,7              | 3,0              | 11,0   |
| 9,1-11,7                |                        |               | 146-              | 1708 м                | 358                    |                  | Февраль           | 8,7              | 8,8              | 1,3    |                     | 4,5       | 3047   | 2,7              | 3,0              | 11,0   |
| депрессия               |                        |               | 1350 м            |                       |                        |                  | Март              | 8,4              | 8,7              | 2,6    | 8,2                 | 4,3       | 3052   | 2,8              | 3,0              | 7,0    |
| дата ввода              |                        |               |                   |                       |                        |                  | Апрель            | 6,9              | 7,1              | 2,6    |                     |           |        | 2,7              | 2,9              | 7,0    |
| в эксплуатацию 05.01.04 |                        |               |                   |                       |                        |                  | Май               | 6,2              | 6,4              | 2,6    |                     | 4,0       |        | 2,7              | 3,0              | 10,0   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Июнь              | 6,2              | 6,4              | 3,9    | 8,4                 | 4,0       |        | 2,8              | 3,0              | 6,6    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Июль              | 5,5              | 5,7              | 3,9    |                     |           |        | 2,9              | 3,1              | 6,4    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Август            | 5,3              | 5,4              | 3,9    | 8,1                 | 3,7       |        | 2,9              | 3,1              | 6,5    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Сентябрь          | 4,8              | 5,0              | 3,9    | 8,1                 | 3,1       |        | 2,9              | 3,2              | 6,5    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Октябрь           | 4,3              | 4,6              | 6,4    | 8,1                 | 3,1       |        | 2,7              | 3,7              | 2,5    |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Ноябрь            | 4,3              | 4,5              | 5,1    | 8,1                 | 2,9       |        | 2,7              | 3,7              | 27,1   |
|                         |                        |               |                   |                       |                        |                  | Декабрь           | 4,2              | 4,4              | 5,1    | 8,1                 | 2,9       |        | 3,4              | 3,6              | 5,5    |

Продолжение таблицы 2

| 1                         | 2        | 3   | 4        | 5       | 6       | 7   | 8        | 9   | 10  | 11   | 12   | 13  | 14   | 15  | 16  | 17   |
|---------------------------|----------|-----|----------|---------|---------|-----|----------|-----|-----|------|------|-----|------|-----|-----|------|
| 4452Г                     |          | 8,0 | э/к      | 1361-   | открыт. | 5,3 | Февраль  | 1,5 | 1,5 | 2,0  | 9,5  | 4,5 | 3046 | 2,6 | 2,8 | 7,0  |
| 9,1-11,7                  |          |     | 146-     | 1564 м  | 203     |     | Март     | 6,0 | 6,2 | 3,9  |      | 3,5 | 4386 | 2,6 | 3,0 | 13,0 |
| депрессия                 |          |     | 1361 м   |         |         |     | Апрель   | 8,6 | 8,8 | 2,6  |      |     | 4387 | 3,7 | 3,9 | 5,2  |
| дата ввода                |          |     |          |         |         |     | Май      | 8,0 | 8,3 | 3,9  |      |     |      | 3,8 | 4,0 | 5,0  |
| в эксплуатацию            | 04.02.04 |     |          |         |         |     | Июнь     | 7,7 | 8,1 | 5,1  |      |     |      | 4,8 | 5,1 | 5,8  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Июль     | 7,8 | 8,1 | 3,9  |      |     |      | 5,1 | 5,4 | 5,5  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Август   | 7,0 | 7,2 | 2,6  | 9,2  | 5,5 |      | 5,1 | 5,4 | 5,5  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Сентябрь | 6,4 | 6,8 | 5,1  | 9,2  | 6,0 |      | 5,0 | 5,4 | 5,5  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Октябрь  | 6,3 | 6,6 | 3,9  | 8,1  | 4,9 |      | 4,8 | 5,2 | 7,6  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Ноябрь   | 6,1 | 6,3 | 3,9  | 8,1  | 4,7 |      | 4,6 | 5,2 | 7,6  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Декабрь  | 5,9 | 6,0 | 2,6  | 8,1  | 4,2 |      | 4,3 | 4,6 | 6,5  |
| 4637                      |          | 6,4 | э/к      | 1240,6- | открыт. | 4,7 | Июль     | 1,8 | 1,8 | 1,3  | 8,4  | 3,7 | 2730 | 4,2 | 4,6 | 8,6  |
| 10,4                      |          |     | 168-     | 1248 м  | 7,4     |     | Август   | 1,3 | 1,4 | 6,4  | 8,6  | 3,6 | 2733 | 4,5 | 4,8 | 7,6  |
| депрессия                 |          |     | 1240,6 м |         |         |     | Сентябрь | 0,8 | 0,8 | 3,9  | 8,6  | 3,3 | 3059 | 4,7 | 5,1 | 7,8  |
| дата ввода                |          |     |          |         |         |     | Октябрь  | 0,5 | 0,5 | 5,1  | 8,6  | 3,3 |      | 4,6 | 5,1 | 9,8  |
| в эксплуатацию            | 23.07.04 |     |          |         |         |     | Ноябрь   | 0,5 | 0,6 | 11,4 | 8,6  | 3,6 |      | 5,2 | 5,7 | 8,7  |
|                           |          |     |          |         |         |     | Декабрь  | 0,4 | 0,6 | 28,0 | 8,6  | 3,6 |      | 4,7 | 5,1 | 7,8  |
| 3042Г                     |          | 8,0 | э/к      | 1487-   | открыт. | 5,1 | Август   | 8,8 | 9,0 | 2,6  |      |     | 2730 | 3,4 | 3,6 | 5,4  |
| 10,5-12,4                 |          |     | 168-     | 1813 м  | 326     |     | Сентябрь | 6,9 | 7,2 | 3,9  | 10,8 | 6,4 | 3043 | 4,3 | 4,5 | 5,2  |
| равновесие,               |          |     | 1487 м   |         |         |     | Октябрь  | 5,4 | 5,8 | 6,4  | 10,8 | 3,1 |      | 4,2 | 4,5 | 7,7  |
| вскрытие на товарной      |          |     |          |         |         |     | Ноябрь   | 4,9 | 5,2 | 5,1  | 10,8 | 3,3 |      | 3,5 | 3,7 | 5,0  |
| нефти без закачки азота   |          |     |          |         |         |     | Декабрь  | 3,9 | 4,1 | 3,9  | 10,8 | 3,0 |      | 3,6 | 3,8 | 5,2  |
| дата ввода в эксплуатацию | 31.08.04 |     |          |         |         |     |          |     |     |      |      |     |      |     |     |      |

Продолжение таблицы 2

| 1              | 2        | 3    | 4        | 5        | 6       | 7   | 8        | 9   | 10  | 11  | 12   | 13  | 14   | 15  | 16  | 17   |
|----------------|----------|------|----------|----------|---------|-----|----------|-----|-----|-----|------|-----|------|-----|-----|------|
| 3049           |          | 10,2 | э/к      | 1256,5-  | открыт. | 5,2 | Июль     | 4,2 | 4,3 | 1,3 | 10,3 | 8,5 | 2730 | 3,0 | 3,2 | 5,1  |
| 11,5           |          |      | 168-     | 1265,5 м | 9       |     | Август   | 3,5 | 3,6 | 3,9 | 10,2 | 3,4 |      | 3,4 | 3,6 | 5,4  |
| депрессия      |          |      | 1256,5 м |          |         |     | Сентябрь | 2,5 | 2,6 | 3,9 | 10,2 | 3,8 |      | 4,3 | 4,5 | 5,2  |
| дата ввода     |          |      |          |          |         |     | Октябрь  | 2,5 | 2,6 | 3,9 | 10,2 | 3,8 |      | 4,2 | 4,5 | 4,4  |
| в эксплуатацию | 23.07.04 |      |          |          |         |     | Ноябрь   | 2,5 | 2,6 | 3,9 | 10,2 | 3,8 |      | 4,3 | 4,5 | 7,7  |
|                |          |      |          |          |         |     | Декабрь  | 2,5 | 2,6 | 3,9 | 10,2 | 3,8 |      | 3,4 | 3,6 | 7,8  |
| 4453           |          | 8,8  | э/к      | 1347-    | открыт. | 6,0 | Апрель   | 1,0 | 1,0 | 1,5 |      |     | 1120 | 4,4 | 4,8 | 8,3  |
| 9,4-13,2       |          |      | 168-     | 1354 м   | 6,3     |     | Май      | 0,9 | 0,9 | 3,9 | 7,0  | 4,9 | 4386 | 4,0 | 4,3 | 7,8  |
| депрессия      |          |      | 1347 м   |          |         |     | Июнь     | 0,9 | 0,9 | 3,9 |      |     | 4387 | 5,1 | 5,4 | 5,5  |
| дата ввода     |          |      |          |          |         |     | Июль     | 4,7 | 5,0 | 5,1 |      |     |      | 5,1 | 5,4 | 5,5  |
| в эксплуатацию | 21.04.04 |      |          |          |         |     | Август   | 3,7 | 3,9 | 5,1 | 7,7  | 4,1 |      | 5,9 | 6,3 | 6,3  |
|                |          |      |          |          |         |     | Сентябрь | 3,9 | 4,2 | 5,1 | 7,7  | 3,5 |      | 5,8 | 6,5 | 10,0 |
|                |          |      |          |          |         |     | Октябрь  | 3,4 | 3,6 | 5,1 | 7,7  | 3,5 |      | 5,8 | 6,3 | 8,0  |
|                |          |      |          |          |         |     | Ноябрь   | 3,2 | 3,2 | 3,9 | 7,7  | 3,5 |      | 5,5 | 6,0 | 8,0  |
|                |          |      |          |          |         |     | Декабрь  | 3,0 | 3,3 | 3,9 | 7,6  | 2,9 |      | 5,0 | 5,4 | 7,4  |
| 4454           |          | 5,2  | э/к      | 1245-    | открыт. | 8,9 | Май      | 5,9 | 6,0 | 1,3 | 9,4  | 5,6 | 1120 | 4,4 | 4,7 | 6,5  |
| 11,4           |          |      | 168-     | 1252,7 м | 7,7     |     | Июнь     | 2,3 | 2,4 | 4,5 |      |     | 4386 | 5,5 | 6,0 | 6,5  |
| депрессия      |          |      | 1245 м   |          |         |     | Июль     | 4,4 | 4,5 | 2,4 |      |     |      | 5,4 | 5,9 | 9,0  |
| дата ввода     |          |      |          |          |         |     | Август   | 4,6 | 4,8 | 2,6 | 8,8  | 5,2 |      | 6,8 | 7,3 | 6,9  |
| в эксплуатацию | 29.05.04 |      |          |          |         |     | Сентябрь | 4,6 | 4,8 | 3,9 | 8,8  | 5,4 |      | 6,8 | 7,3 | 6,9  |
|                |          |      |          |          |         |     | Октябрь  | 4,3 | 4,5 | 5,1 | 8,8  | 4,4 |      | 6,8 | 7,4 | 8,8  |
|                |          |      |          |          |         |     | Ноябрь   | 4,5 | 4,8 | 6,4 | 8,8  | 3,9 |      | 6,5 | 7,2 | 9,0  |
|                |          |      |          |          |         |     | Декабрь  | 4,1 | 4,2 | 2,6 | 8,8  | 3,5 |      | 5,7 | 6,1 | 6,5  |

В ноябре–декабре 2003 и январе 2004 гг. на Коробковском участке на отложениях кизеловского горизонта были пробурены на депрессии и введены в эксплуатацию 7 добывающих скважин: 3 горизонтальные — 3051Г, 4551Г, 4452Г; 4 вертикальные — 4453, 4454, 4637, 3049 (табл. 2). Для достижения необходимого уровня депрессии на пласт бурение велось с промывкой газонефтяной смесью плотностью 770-460 кг/м<sup>3</sup>. При пластовом давлении 9,0 МПа забойное давление изменялось в пределах 6,0-9,0 МПа.

С целью опережающей закачки воды в 2003 – начале 2004 гг. были пробурены и освоены одна водозаборная скв. 3044 и три нагнетательные 2729, 4472Г, 4554. Скважина 3044 качает воду из воробьевского горизонта Д<sub>IV</sub> на кизеловский горизонт.

Через полгода после ввода в эксплуатацию на скв. 3044 произошла авария – пробило изоляцию. Силами бригады КРС удалось извлечь ЭЦН, скважину промыли. Скважина периодически забивается песком, цементом, шлаками. Анализ, проведенный в лаборатории ТатНИПИнефть, определил наличие в скважине сульфата бария, который является продуктом смешения пластовых вод. В настоящее время скважина находится в эксплуатации и промывается один раз в две недели 28,0 м<sup>3</sup> пресной воды.

В связи с нестабильной работой водозаборной скв. 3044 нагнетательная скв. 4554 долгое время находилась в бездействии, то есть опережающей закачки на этом элементе не получилось, пластовое давление в окружающих добывающих скважинах снизилось.

Как видим, работы по реализации комплексной технологии на Коробковском участке ведутся. Возникаю-

щие производственные проблемы в рабочем порядке устраняются.

На 01.01.2005 г. в нагнетательные скважины закачано 31,8 тыс. м<sup>3</sup> пластовой воды. Закачка производилась с давлением на устье 6,0-7,0 МПа и с приемистостью 50,0 – 70,0 м<sup>3</sup>/сут.

Внедрение комплексной технологии разработки карбонатных коллекторов на Коробковском участке Бавлинского месторождения позволит решить одну из трудных задач эффективного вовлечения в разработку карбонатных коллекторов с низкими фильтрационными и коллекторскими свойствами. Расчеты показывают, что при предлагаемой сетке 20 га/скв. ожидаемый КИН составит 0,220 при утвержденном 0,200.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Пат. 2196885 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 1/38. Способ разработки нефтяного месторождения в карбонатных коллекторах трещиноватого типа / Абдулмазитов Р.Г., Хуррямов А.М., Мухаметвалеев И.М., Ханнанов Р.Г.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина — № 2002100566/03; заявл. 03.01.2002; опубл. 20.01.03, Бюл. № 2.: ил.
2. Пат. 2203405 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Абдулмазитов Р.Г., Ганиев Г.Г., Ханнанов Р.Г., Хуррямов А.М., Мухаметвалеев И.М., Ганиев Б.Г.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина — № 2002119757/03; заявл. 29.07.2002; опубл. 27.04.03, Бюл. № 12.: ил.

## К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЗОНАХ РАЗУПЛОТНЕНИЙ КОЛЛЕКТОРОВ

Гадельшина И.Ф., Абзятаров А.В.  
(ТатНИПИнефть)

**П**роблема повышения эффективности разработки карбонатных отложений с каждым годом становится все более актуальной.

При применении традиционных технологий около 75 % остаточных запасов разрабатываемых месторождений и 80 % еще не введенных в эксплуатацию залежей нефти не могут рентабельно разрабатываться.

Основным условием получения рентабельного дебита из карбонатных коллекторов является обработка призабойной зоны (ОПЗ) скважины соляной кислотой. Большим шагом вперед в этом направлении были искусственные каверны-накопители нефти (ИКНН). Однако, по данным работы [1], продолжительность эффективности ИКНН составляет от нескольких месяцев до 1,5 лет. В дальнейшем дебит скважины, в силу ряда причин, снижается, и восстановить его до первоначального уровня при повторных обработках не удается.

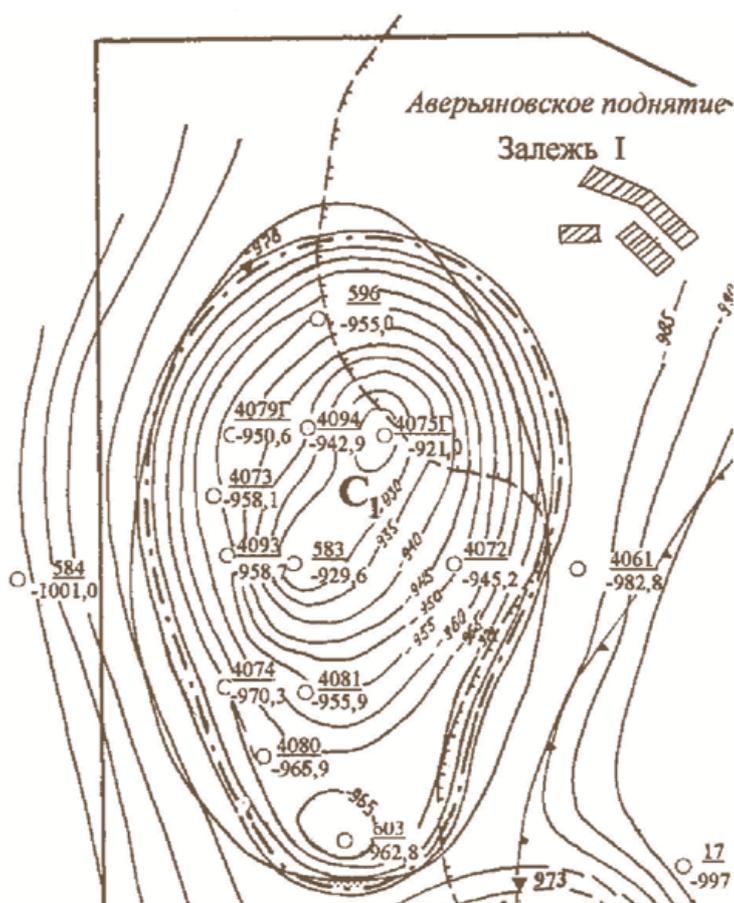
В последние годы проблему повышения эффективности дальнейшей разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами решают за счет широкого внедрения высокоэффективной комплексной технологии разработки, одним из важнейших элементов которой является широкое использование горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин.

Бурение и эксплуатация горизонтальных, многозабойных, разветвлено-горизонтальных скважин, проводка горизонтальных стволов из старых, получивших на Западе общее название горизонтальной технологии, являются одним из ярких и перспективных достижений в нефтегазовой индустрии за последние два десятилетия.

На месторождениях Татарстана объектами применения ГС являются в основном залежи массивного типа, приуроченные к карбонатным породам нижнего и среднего карбона, которые характеризуются наибольшей нефтенасыщенной толщиной, низкой проницаемостью и высокой неоднородностью, сильной изменчивостью физических свойств коллекторов как по разрезу, так и по площади.

Так, для создания эффективной технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах в рамках технологической схемы разработки Екатериновского нефтяного месторождения, расположенной на землях НГДУ «Ямашнефть», предусматривалось разбуривание турнейских отложений Аверьяновского поднятия 27 скважинами, в том числе 4 горизонтальными. Позже было принято решение пробурить 24 скважины, в том числе 7 горизонтальных.

Екатериновское нефтяное месторождение – многопластовое, сложное по своему геологическому строению, по величине запасов относится к небольшим. Разработка месторождения велась на естественном режиме, с 2004 года на залежи тульского горизонта была организована закачка воды. Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в карбонатных отложениях турнейского яруса – 45 % балансовых. Залежь нефти в турнейских отложениях Аверьяновского поднятия самая крупная, размеры ее 2,6х1,4 км, доля балансовых запасов категории  $C_1$  составляют 12,4 % (рис. 1). Нефтеносность яруса связана с карбонатными породами-коллекторами кизеловско-черепетского горизонта верхнего подъяруса и упино-малевского горизонта нижнего подъяруса. Представлены они переслаивающими пористо-проницаемыми и уплотненными прослоями известняков, доломитизированных до перехода в доломиты. Коллекторы



**Рис. 1. Структурная карта по кровле продуктивных отложений Турнейского яруса Аверьяновского поднятия**

преимущественно порового, трещинно-порового типа. За счет слияния пористо-проницаемых прослоев, микро- и макротрещиноватости залежь нефти является единым гидродинамическим резервуаром массивного типа.

Нефтеносные коллекторы турнейского яруса Аверьяновского поднятия характеризуются пористостью 7,6 – 20 % (в среднем 13,1%), нефтенасыщенностью 55,8 – 91,6 % (в среднем 78,5 %) и проницаемостью 0,005 мкм<sup>2</sup>. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина яруса составляет 15,1 м (рис. 2, 3). Нефть рассматриваемого объекта тяжелая, высокосернистая, высоковязкая.

В период с 2003 по 2004 гг. на Аверьяновском поднятии пробурено 9 скважин. Из числа проектных горизонтальных скважин были пробурены две – скв. 4075 и 4079. Сква. 4075Г пробурена на упино-малевские отложения, длина открытого ствола 212,5 м, по всей го-

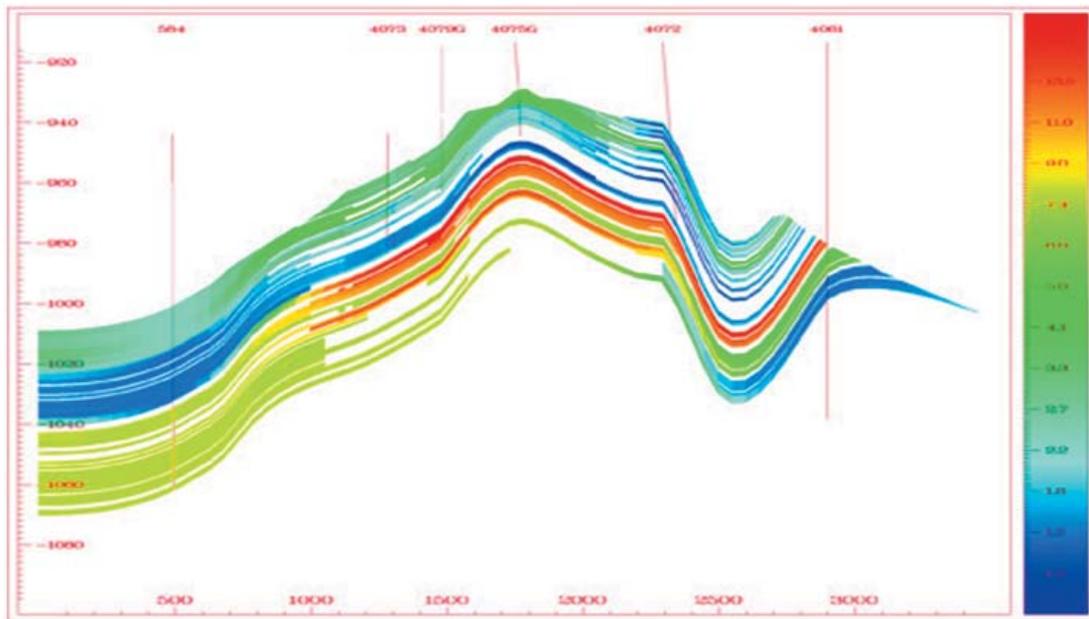
ризонтальной части выделены карбонатные коллекторы. Эта скважина была введена в разработку в октябре 2003 г. с начальным дебитом по нефти 3,5 т/сут и обводненностью 65,7%. В 2004 г. дебит по нефти за год не изменился и составил 3,9 т/сут, по жидкости – 9,5 т/сут.

Сква. 4079Г вскрыла кизеловские отложения, длина открытого ствола – 234 м. Скважина начата освоением в ноябре 2003 г. По результатам свабирования получили 100% приток воды плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>. В настоящее время ведутся ремонтно-изоляционные работы с применением комплекса ГИС.

Здесь можно отметить, что при разбуривании возникли некоторые трудности, а именно – быстрое обводнение как горизонтальных, так и наклоннонаправленных скважин.

Средняя обводненность добываемой продукции по Аверьяновской залежи составила 36,4 %. Основной

Схематический геологический профиль по линии скв. 584-4061 по отложениям турнейского яруса  
нижнего карбона



Схематический геологический профиль по линии скв. 596-603 по отложениям турнейского яруса  
нижнего карбона

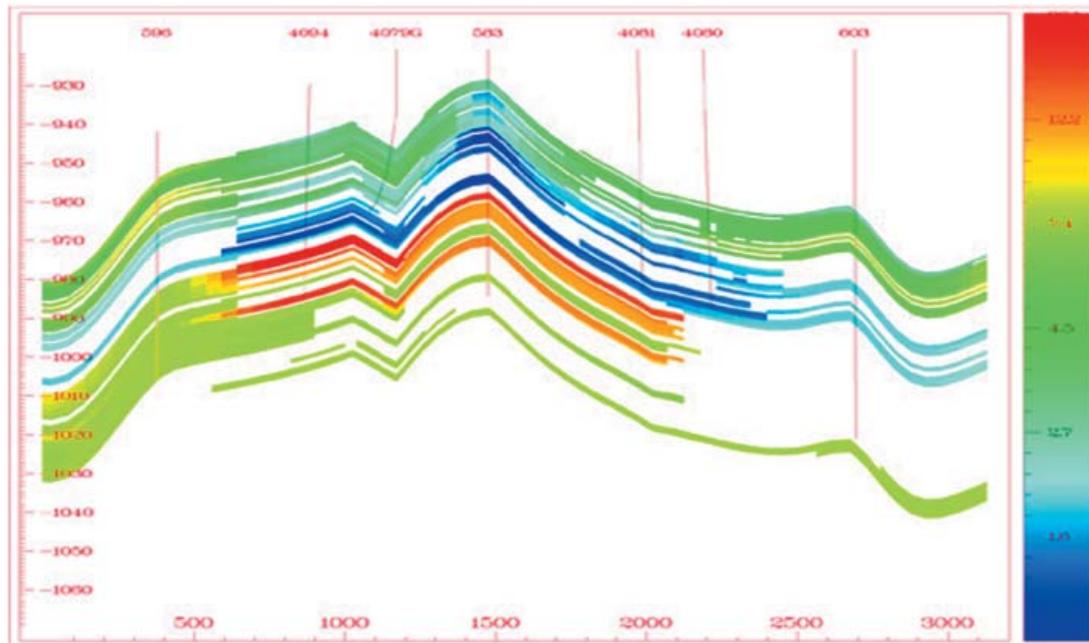
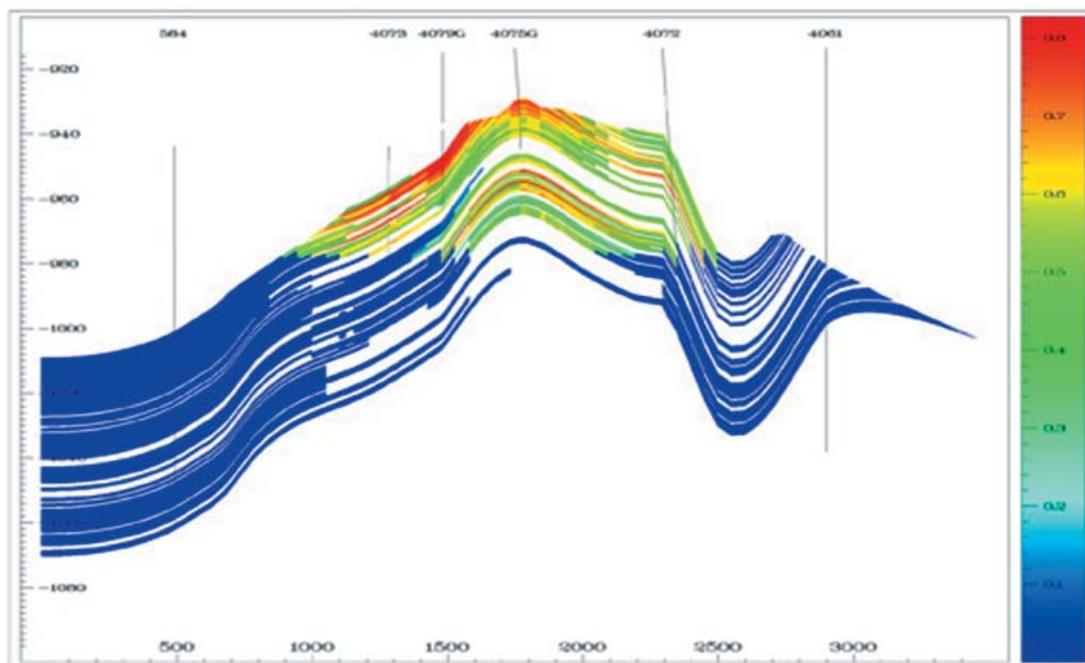


Рис. 2. Распределение проницаемости ( $10^3 \text{ мкм}^2$ )

Схематический геологический профиль по линии скв. 584-4061 по отложениям турнейского яруса нижнего карбона



Схематический геологический профиль по линии скв. 596-603 по отложениям турнейского яруса нижнего карбона

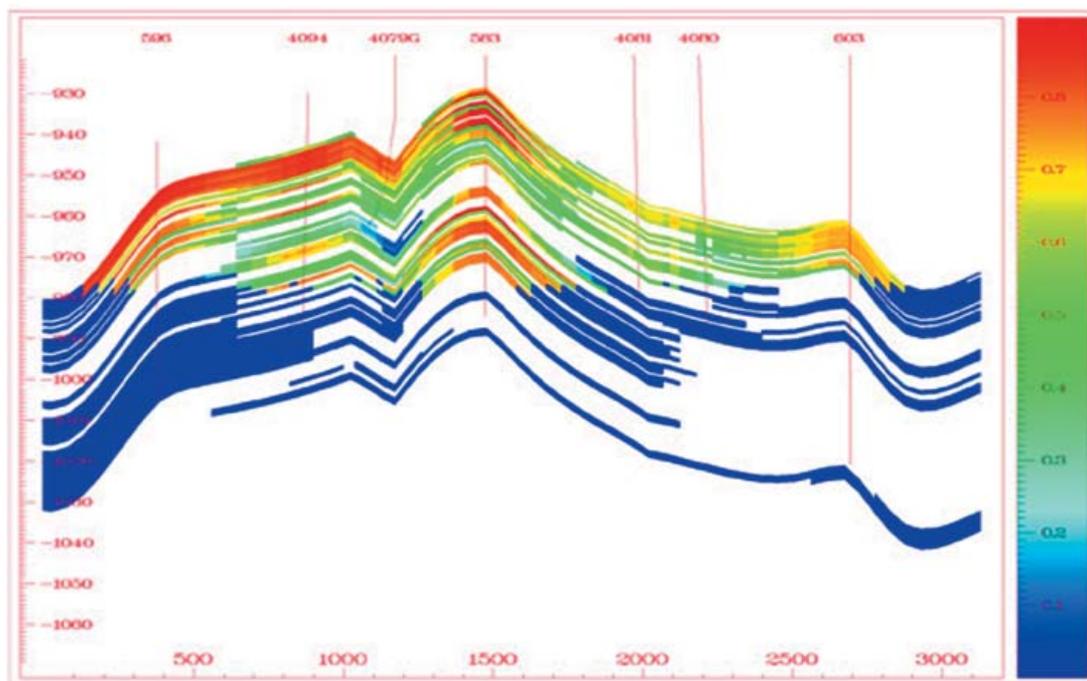


Рис. 3. Распределение начальной нефтенасыщенности, д.ед.

причиной тому является недоучет особенностей геологического строения района месторождения, а точнее, зон разуплотнения коллекторов.

Большое практическое значение как при оценке перспектив нефтеносности, так и при разработке залежей с применением горизонтальных технологий, имеет изучение трещиноватости пород, обусловленной тектоническими нарушениями кристаллического фундамента, которые оказывают унаследованное влияние на структурные планы и литолого-мощностной состав осадочного чехла.

В тектоническом отношении район Екатериновского месторождения нефти расположен в пределах западной части Черемшано-Ямашинской структурной зоны II порядка. Вдоль западной ее границы трассируется в субмеридиальном направлении осевая зона Амировского грабенообразного прогиба, разделяющей Черемшано-Ямашинский и Ульяновский блоки валлообразных поднятий II порядка.

Основной формой тектонических движений на платформе считаются вертикальные перемещения блоков кристаллического фундамента. С целью установления влияния блоковой тектоники кристаллического фундамента на осадочную толщу были привлечены данные сейсморазведочных работ.

По материалам трехмерных сейсморазведочных работ выявление зон разрывных нарушений основывается на изменении граничной скорости, резкого усложнения волновой картины и изменения динамических особенностей сейсмических волн, которые обусловлены сильной нарушенностью горных пород в области разлома.

Данные исследования позволили выделить на площади Екатериновского месторождения, а также и на Аверьяновском поднятии серию тектонических нарушений, которые получили довольно четкое отображение на временных разрезах (рис. 4). Поверхность докембрийского кристаллического фундамента территории месторождения характеризуется большим количеством различных по конфигурации, размерам и амплитуде поднятий и прогибов. Бортовые зоны последних осложнены дизъюнктивами типа сбросов, которые то совпадают с направлениями прогибов, то идут вкрест простирания. Возникновение сбросов происходило в результате длительного развития Амировского прогиба, происхождение которого связано с интенсивным опусканием вначале центральных, а в дальнейшем, по мере развития, и

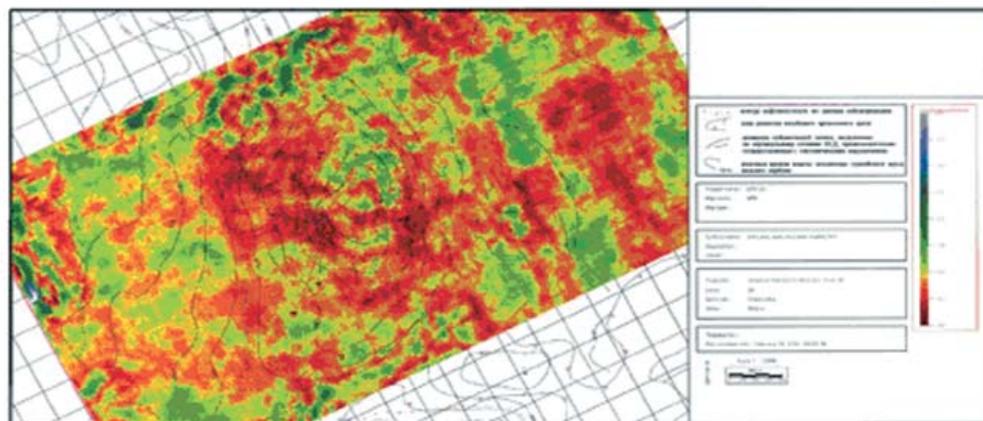
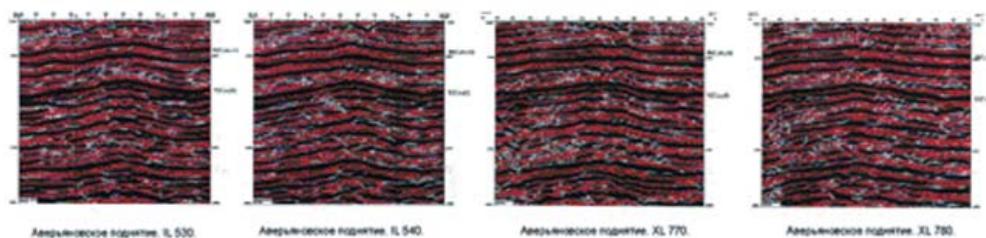
периферических частей. Кроме того, наличие развитой системы нарушений, осложняющих осадочный чехол и особенно поверхность кристаллического фундамента, подтверждают резкие изменения мощности терригенных отложений девонской системы (живетского яруса и особенно кыновского горизонта) [2].

Таким образом, район Аверьяновского поднятия хорошо изучен сейсмическими исследованиями и глубоким бурением. Структура характеризуется резкими формами, которые прослеживаются от поверхности кристаллического фундамента до пермских отложений, генетически обусловленными широкими проявлениями дизъюнктивных нарушений.

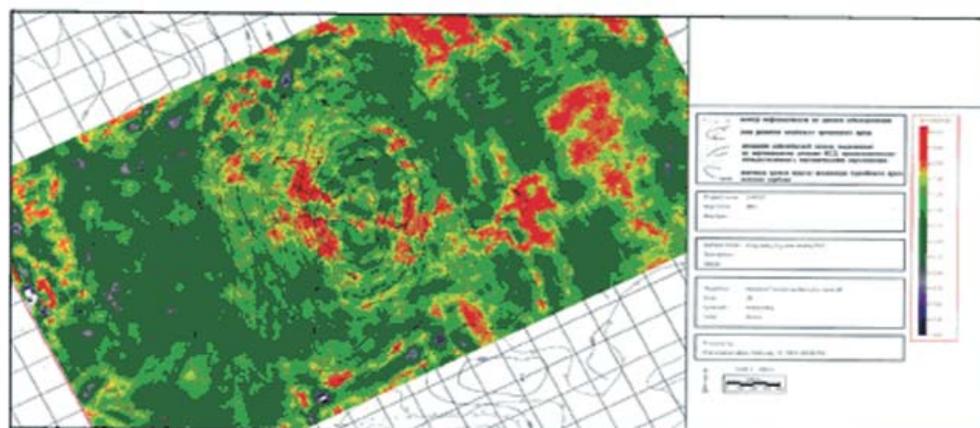
Исходя из того, что над активными разрывными нарушениями фундамента в осадочных слоях образуются зоны наибольшей трещиноватости и разуплотнений коллекторов, специалистами «Татнефтегеофизики» по данным сейсморазведочных работ построены карты суммарных отрицательных амплитуд и суммарных магнитуд по Аверьяновскому поднятию, на которых были выделены аномалии сейсмической записи, выделенные по вертикальному сечению куба сейсмических данных, предположительно отождествляемых с зонами разуплотнений коллекторов, т. е. вертикальной трещиноватости. Как видно из рис. 4, зонами повышенной трещиноватости осложнены сводовая часть и наиболее крутое левое крыло Аверьяновского поднятия.

Исследования закономерностей в направлении тектонических трещин на локальных структурах показали, что в платформенных областях в основном развиты перпендикулярные к слою трещины, наклонные развиты слабо. На общую густоту тектонических трещин большое влияние оказывает литологический фактор, наибольшей общей густотой из которых обладают глины, затем доломиты и известняки. Установлено, что распределение участков интенсивной трещиноватости горных пород на всех поднятиях платформенного типа располагаются, как правило, в переклиналях структур, но в зависимости от строения поднятия, как в нашем случае, когда свод поднятия сравнительно крутой, с асимметричным строением крыльев, интенсивность трещиноватости фиксируется в сводовой и присводовой частях.

По данным лабораторных исследований образцов кернa, тектоническая трещиноватость максимально



Карта суммарных отрицательных амплитуд, рассчитанных в окне 15-30 мс ниже отражения У



Карта суммарных амплитуд, рассчитанных в окне 10-25 мс ниже отражения У

**Рис. 4. Результаты сейсмических исследований (данные ТНГФ)**

развита в сводовой части поднятия с преобладанием открытой трещиноватости, в подошве трещины залечены вторичным кальцитом и битумом.

Развитые в объемах залежей линейные разломы и трещиноватость активно проявляют себя в процессе бурения скважин частыми уходами жидкости практически на всех стратиграфических уровнях и доказывают длительность развития тектонических разрывов сплошности пород.

Из рассмотренного выше, на примере Аверьяновской залежи в турнейских отложениях Екатериновского месторождения, можно сделать следующие выводы:

1. Основные трудности, возникающие в разработке залежей нефти в трещиноватых коллекторах, связаны с их неоднородностью и с сильной изменчивостью физических свойств коллектора.
2. Для прогнозирования зон возможных линейных разломов и связанной с ними трещиноватости в объ-

еме залежей необходимо изучение глубиной геотектоники района работ.

3. Выделение тектонических нарушений кристаллического фундамента и оценка их влияния на условия залегания отложений верхних горизонтов является одной из основных задач интерпретации материалов сейсмических исследований (ЗД).

4. При выборе участков заложения горизонтальных скважин необходимо использовать результаты интерпретации сейсмических исследований для выявления дизъюнктивных нарушений, а, следовательно, и связанных с ними зон вертикальной трещиноватости.

5. Разбуривание месторождений требует сопровождения геологической и гидродинамической модели для определения местоположения проектных скважин и направления бурения скважин с горизонтальным участком ствола.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. и др. Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения. – М., 1996. – 433 с.
2. Файзуллин Л.Д. и др. Дизъюнктивные нарушения кристаллического фундамента и их отражение на осадочной толще Татарии // Геология нефти и газа. – 1974. – № 3. – С. 34.

## ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ КЕРНА И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ БИТУМОВ В ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Алчина А.Б., Гадельшина И.Ф. (ТатНИПИнефть)*

**В** процессе разведки и подсчета запасов месторождений нефти и газа ряд задач решается независимо друг от друга по данным керна и промыслово-геофизических исследований. Среди таких задач главным является изучение основных числовых параметров продуктивных отложений – пористости, нефтенасыщенности, проницаемости.

Совместное использование результатов определений параметров пластов по данным керна и геофизики показано на примере Аверьяновского битумного месторождения.

В результате геолого-промысловых исследований структурных и поисково-разведочных скважин выявлено, что Аверьяновское месторождение тяжелых нефтей в отложениях песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса приурочено к седиментационной ловушке пластового сводового типа. Нефтенасыщенные песчаники характеризуются целым рядом геолого-геофизических особенностей. Пористость песчаников достигает 30 %, глинистость изменяется от 2 до 12 %. Минерализация пластовых вод составляет от 2 до 7 г/л. Кроме того, вследствие высокой вязкости нефтей в пластовых условиях и незначительных депрессий на пласты, создаваемых в процессе бурения, в интервалах нефтенасыщенных коллекторов не образуется глубокой зоны проникновения бурового раствора, вследствие чего необходимые параметры определяются без существенных искажений.

Отбор керна из отложений базисного горизонта – песчаной пачки, производился по 35 скважинам, 24 из которых пробурены в пределах контура нефтеносности. Средний выход керна из отложений песчаной пачки составил 72,5 %, по продуктивному пласту – 54 % от проходки. Лабораторные исследования керна на кол-

литорские свойства и нефтенасыщенность проводились по общепринятой в нефтяной геологии методике. Определялись значения пористости, нефтенасыщенности к весу (массе) и объему породы, минералогической плотности скелета породы, удельного веса породы, проницаемости и карбонатности, гранулометрического состава. Всего было учтено 1162 определения нефтенасыщенности и пористости эффективной части пласта, 10 определений гранулометрического состава и три – проницаемости. По данным исследований керна коллекторами продуктивного пласта служат мелко- и среднезернистые песчаники различной степени сцементированности. Интенсивно нефтенасыщенные, слабосцементированные песчаники и рыхлые пески сконцентрированы в средней части продуктивного пласта, в купольных и прикупольных частях структуры. Они характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Анализ распределения параметров позволяет выделить по разрезу залежи несколько зон степени нефтенасыщенности: в верхней части частое переслаивание интенсивно нефтенасыщенных пород (76,6 % объемных) до практически слабонефтенасыщенных (23,2 % к объемным) песчаников. В средней части пласта распределены рыхлые слабосцементированные интенсивно нефтенасыщенные песчаники с изменениями параметра нефтенасыщенности от 50,0 до 99,1 % объемных. Нижняя эффективная часть пласта представлена пониженными значениями нефтенасыщенности.

Учитывая особенности строения исследуемого разреза и условия проведения ГИС, разработанный комплекс геофизических методов в настоящее время включает в себя: ПС, КС, БКЗ, БК, ИК, ВДК, НГК, ГК, КНК, кавернометрию, резистивиметрию.

В разведочных скважинах, пробуренных на уфимские отложения, по данным ГИС, хорошо выделяются два

основных реперных горизонта: «среднеспириферовый известняк» и «лингуловые глины». В скважинах структурного бурения дополнительно к названным, применяются плотные известняки сакмарского яруса. Основными параметрами нефтенасыщенных пластов при подсчете запасов являются коэффициенты пористости ( $K_p$ ) и нефтенасыщенности ( $K_n$ ), определить которые можно при интерпретации предложенного комплекса.

### 1. Определение коэффициента пористости

Разведочные скважины имеют диаметр 216 мм и не вскрывают сакмаро-артинские отложения. Поэтому для определения коэффициента пористости используют данные КНК (компенсационно-нейтронного каротажа).

На величину нейтронной пористости существенное влияние оказывает диаметр скважины и литология, поэтому процедура определения пористости сводится к последовательному введению соответствующих поправок в показания КНК.

Поправка за влияние диаметра скважины находится по палетке, представленной на рис. 1. Диаметр для нее определяется по данным кавернометрии. В каждой точке пласта определяется величина регистрируемого значения объемного влагосодержания ( $W_{рег.}$ ). Согласно палетке находится влагосодержание, исправленное за влияние диаметра скважины ( $W'$ ). В качестве параметра, характеризующего глинистость, берется двойной разностный параметр  $A_\gamma$ :

$$A_\gamma = \frac{J_\gamma - J_{\gamma min}}{J_{\gamma max} - J_{\gamma min}}, \quad (1)$$

где  $J_\gamma, J_{\gamma min}, J_{\gamma max}$  – показания ГК в текущей точке, уплотненном песчанике, «лингуловых глинах».

Определив значение  $\Delta K_p$  гл. (рис. 2), вычисляем коэффициент пористости  $K_p$  по формуле:

$$K_p = W' - \Delta K_p \text{ гл.}, \quad (2)$$

Скважины структурного бурения имеют диаметр 93 мм и вскрывают сакмаро-артинские отложения. Из-за малого диаметра и вследствие невозможности прове-

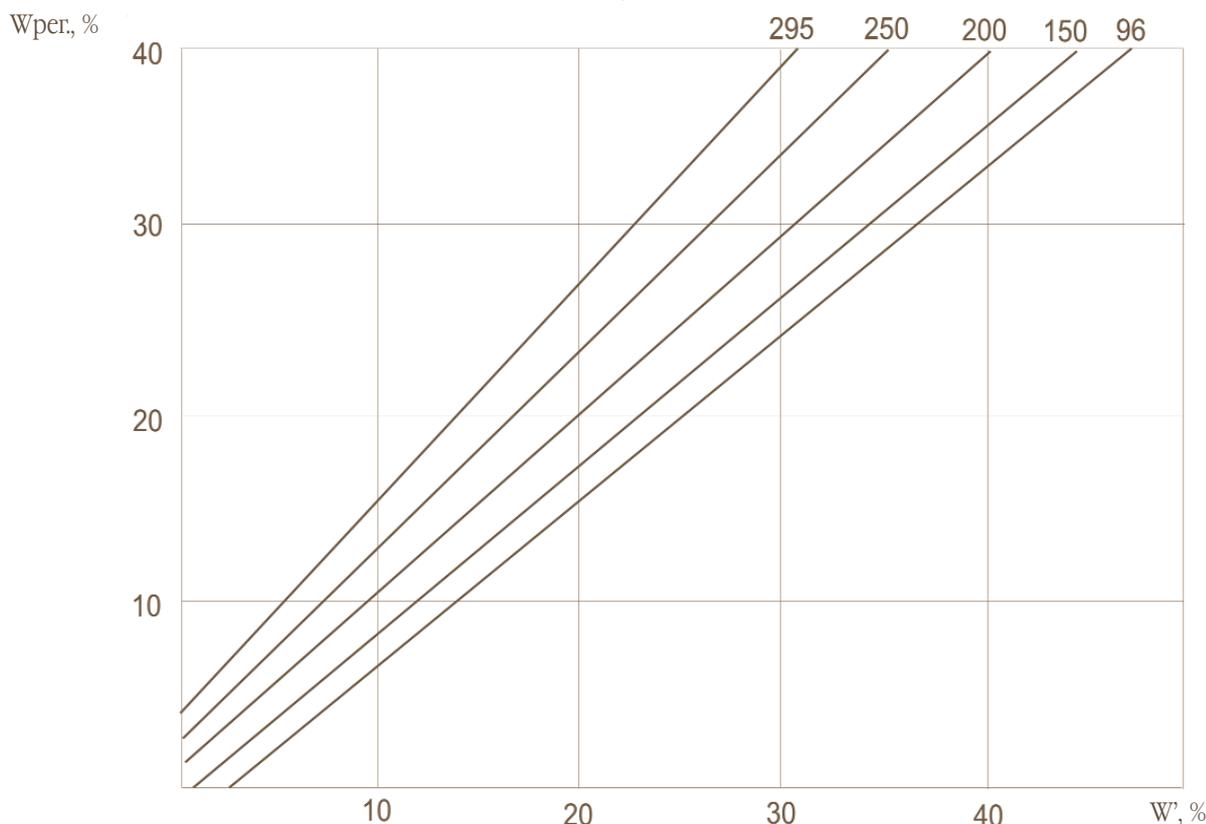


Рис. 1. Палетка введения поправки в значения  $W_{рег.}$  за влияние диаметра скважины: шифр-диаметр скважины, мм

$\Delta K_{п\text{ гл.}}$ , %

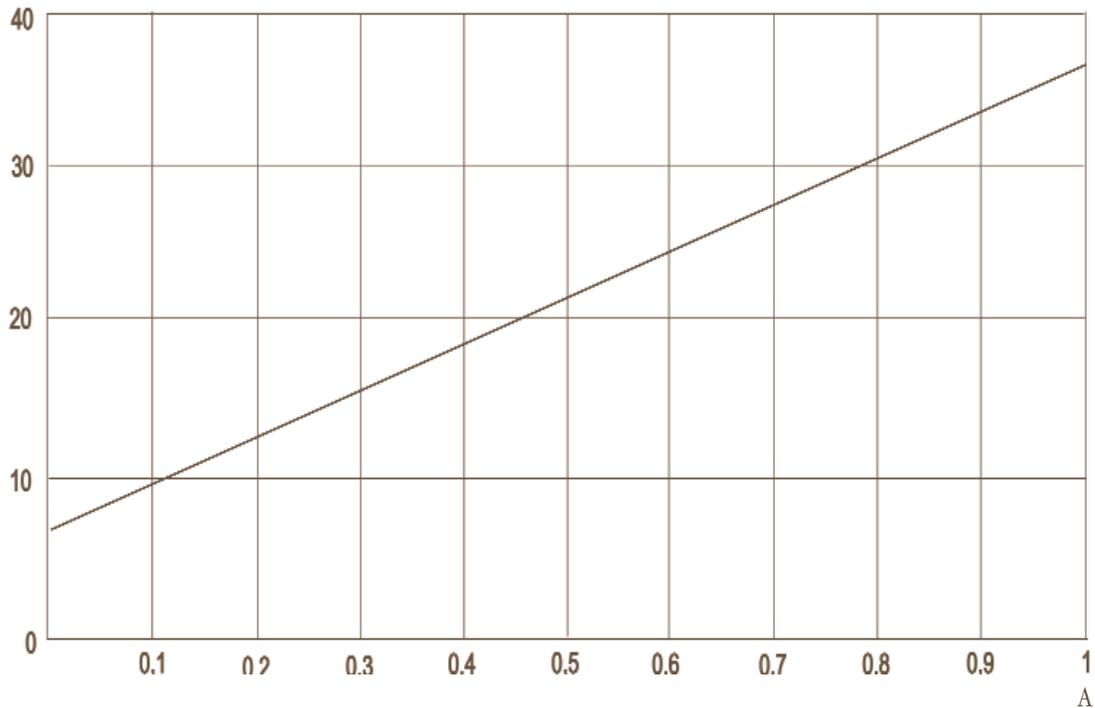


Рис. 2. Палетка введения поправок в значение  $W$  за влияние глинистости и литологии

А<sub>нγ</sub>

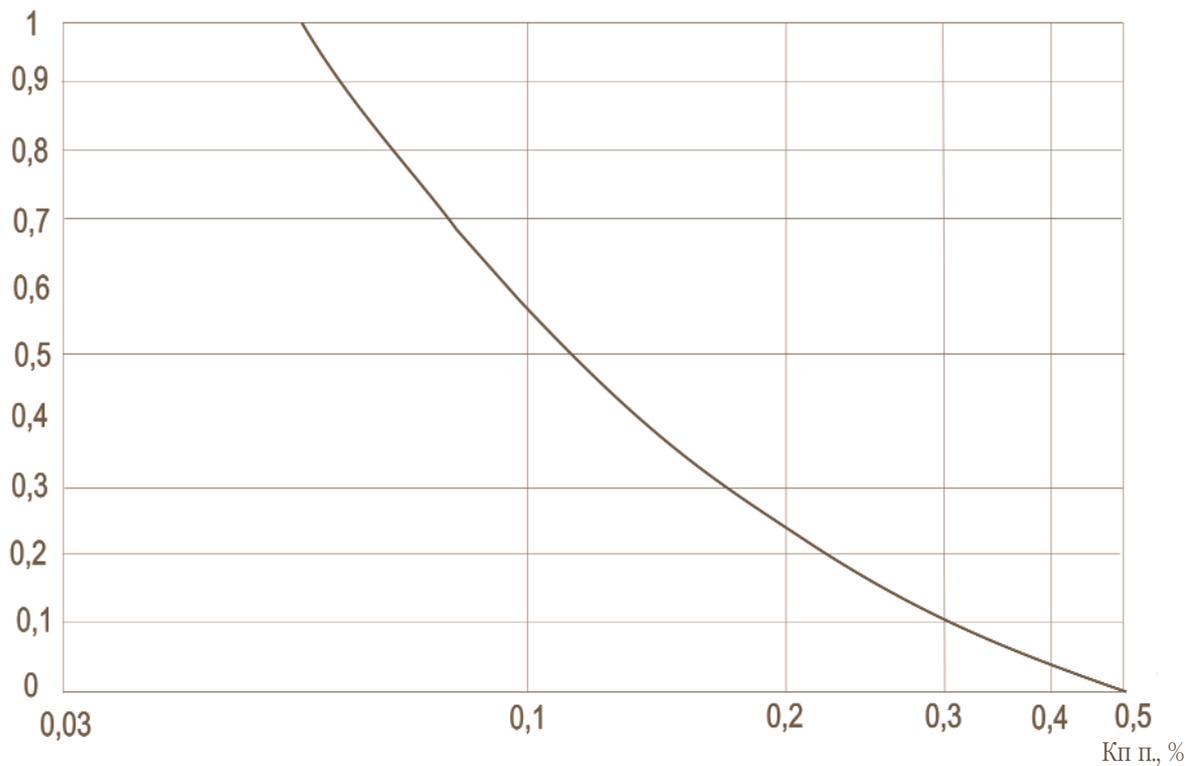


Рис. 3. Палетка определения нейтронной пористости по данным НК

дения исследований методом КНК, для определения пористости используем данные НГК и методику двух опорных пластов.

Нейтронная пористость определяется по палетке, представленной на рис. 3, где  $An\gamma$  – двойной разностный параметр, величина которого определяется по формуле:

$$An\gamma = \frac{Jn\gamma - Jn\gamma_{min}}{Jn\gamma_{max} - Jn\gamma_{min}}, \quad (3)$$

где  $Jn\gamma$ ,  $Jn\gamma_{min}$ ,  $Jn\gamma_{max}$  – значения показаний НГК в текущей точке, в «лингуловых глинах» и уплотненной части сакмарских карбонатных пород.

После нахождения нейтронной пористости  $Kп$  п. вводится поправка за влияние глинистости, аналогично введению такой поправки для КНК. Коэффициент эффективной пористости равен:

$$Kп.эф. = Kп.п. - \Delta Kп.гл. \quad (4)$$

## 2. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Основными геофизическими методами, данные которых используются для определения коэффициентов насыщения углеводородами горных пород, являются методы низкочастотной электрометрии (БК, БКЗ) и высокочастотные электромагнитные методы (ВДК). Для определения коэффициента нефтенасыщенности используются величины удельных электрических сопротивлений пласта, полученные по диаграммам БК или БКЗ (зонд В2А0.5М). Расчет коэффициента нефтенасыщенности  $Kн$  ведется по формуле

$$Kн = 1 - \sqrt[1.39]{\frac{1,72 \rho_в}{Kn^{1.32} \rho_{вн}}}, \quad (5)$$

где  $Kn$  – коэффициент пористости;  $\rho_в$  – удельное электрическое сопротивление воды, насыщающей пласт, Ом·м;  $\rho_{вн}$  – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом·м.

Неизвестной величиной в формуле (5) является  $\rho_в$ , для определения которой используется анализ проб пластовой воды по месторождению. По лабораторным исследованиям минерализация пластовых вод в продуктивных отложениях уфимского яруса Аверьяновского месторождения составляет 2-7 г/л. Поэтому для определения  $Kн$  используется палетка, представленная на рис. 4.

В случае, когда величина  $\rho_в$  неизвестна, она определяется по данным электрометрии при наличии в разрезе водоносного пласта и решением уравнения вида:

$$Rп = \rho_{вн} / \rho_в, \quad Rп = 1,72 / Kn^{1.32}, \quad (6)$$

где  $Rп$  – параметр пористости;  $\rho_{вн}$  – удельное электрическое сопротивление водоносного пласта, Ом·м.

Имея коэффициент пористости по вышеописанным методикам и подставляя все в формулу (5), определяем  $Kн$ .

## 3. Определение коэффициента проницаемости

Определение количественных параметров решалось с помощью обратных петрофизических моделей, т.е. одно из коллекторских свойств породы выражали через ее физические свойства. Помимо этого, при интерпретации геофизических материалов используются некоторые смешанные петрофизические модели. Так, для определения коэффициента проницаемости битумонасыщенных песчаников нет определенных зависимостей из-за того, что большинство образцов при проведении лабораторных анализов зерна рассыпаются, так как представляют собой рыхлые, слабоцементированные песчаники. Но существует зависимость между проницаемостью, пористостью и типом породы (тип возможно определить по преобладающему размеру зерен, табл. 1).

$$Kпр = 7 \cdot 10^7 \cdot Kп.эф. \cdot d м, \quad (7)$$

где  $d м$  – медиальный размер зерен в мм.

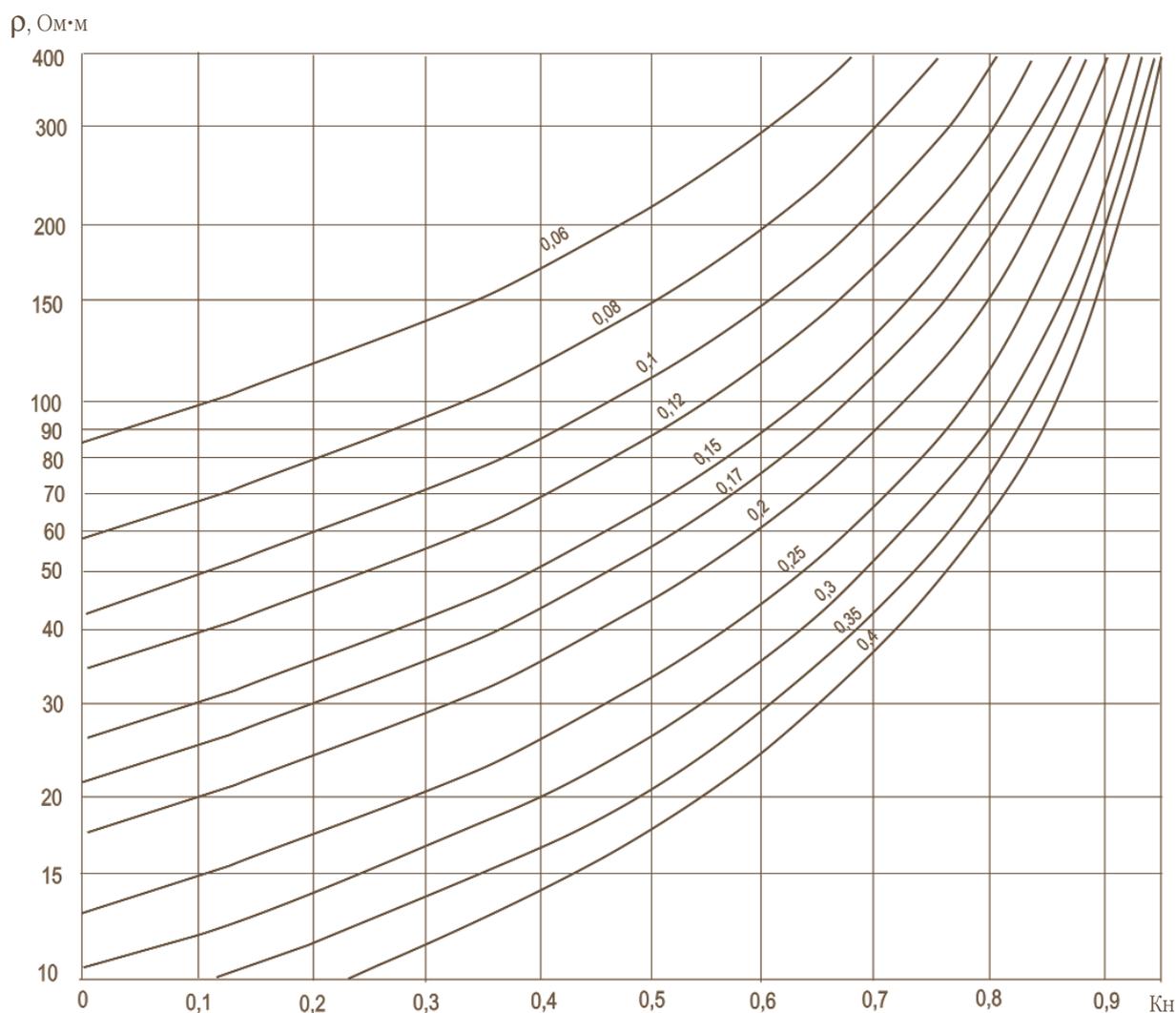
В то же время существует другая корреляционная связь:

$$Kпр = 3 \cdot 10^8 \cdot d^2 / Rп. \quad (8)$$

Решая совместно систему уравнений по величинам  $Rп$  и  $Kп.эф.$  можно определить  $Kпр$  или  $d м$ , или по величинам  $Rп$  и  $d м$  –  $Kпр$  и  $Kп.эф.$  (рис. 5).

Данная методика была предложена для переинтерпретации существующих материалов ГИС по поисково-разведочным скважинам на Аверьяновском месторождении. Она основывается на применении последних исследовательских работ, которые проводились в ОМП 32/89 треста «Татнефтегеофизика», в которых более тщательно учитывались минералогический и литологический составы горных пород.

В соответствии с проектным документом детальной разведки на Аверьяновском месторождении в период 2000-2001 г. было пробурено 11 разведочных скважин с отбором керн из продуктивной части пласта.



**Рис. 4. Зависимость удельного сопротивления от коэффициента нефтенасыщенности ( $K_n$ ): шифр кривых ( $K_n$ )**

Сравнительный анализ результатов лабораторных исследований керна и геофизических исследований (табл. 2) показывает, что средние значения коэффициентов нефтенасыщенности к объему пор по керну, определенные также, как и ГИС, расчетным способом, являются заниженными. В тоже время коэффициент пористости, наоборот, по керновым данным является значительно завышенным. Особенно большие расхождения в значениях нефтенасыщенности объясняются различием в подходе к расчету параметров, а также особенностью литологического состава горных пород данного разреза. Скважины, в которых не проводился расширенный комплекс ГИС, не включались, так как сопоставление параметров этих скважин мо-

гут быть некорректными. Но, учитывая высокий процент выноса керна (70-90 %), который отбирался на лабораторные исследования через 10-20 см, при подсчете запасов вопрос принятия значений параметров решался в совокупности.

Таким образом, можно сделать вывод, что в будущем, чтобы отказаться от трудоемких и дорогостоящих работ по извлечению и обработке керна, необходимы дополнительные работы по усовершенствованию методики интерпретации материалов ГИС в пермских отложениях.

В целом же материалы ГИС и данные керна совместно применялись для привязки керна, уточнения границ нефтенасыщенных интервалов, корреляции пластов.

Таблица 1

Гранулометрический состав пород эффективной нефтенасыщенной части пласта

| № скв. | Интервал<br>эфф.<br>нефтенас.<br>толщ., м | Интервал<br>отбора<br>керна,<br>м | Вынос<br>керна,<br>м | Глуб. отб.<br>образцов<br>по разрезу,<br>м | Гранулометрический состав, % |                    |                     |                      |                     |                        | Открытая<br>порис-<br>тость,<br>% | Нефтенасыщенность    |  |
|--------|---|-----------------------------------|----------------------|--|------------------------------|--------------------|---------------------|----------------------|---------------------|------------------------|-----------------------------------|----------------------|--|
|        |   |                                   |                      |  | более<br>0,25<br>мм          | 0,25-<br>0,1<br>мм | 0,1-<br>0,063<br>мм | 0,063-<br>0,01<br>мм | менее<br>0,01<br>мм | к весу<br>породы,<br>% |                                   | к объему<br>пор<br>% |  |
| 3      | 138,6-155,75                              | 139,0-140,0                       | 90                   | 140,0                                      | 10,50                        | 79,18              | 5,09                | 5,08                 | -                   | 33,0                   | 13,1                              | 80,3                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 27,71                        | 59,21              | 5,07                | 7,22                 | -                   | 33,0                   | 8,4                               | 51,3                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 14,0                         | 63,93              | 17,62               | 4,07                 | -                   | 33,0                   | 7,1                               | 44,5                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 21,04                        | 73,13              | 2,64                | 2,29                 | -                   | 33,0                   | 8,9                               | 57,7                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 29,27                        | 50,28              | 10,47               | 9,73                 | -                   | 33,0                   | 6,4                               | 37,5                 |  |
| 11     | 143,45-149,8                              | 143,0-144,0                       | 50                   | 143,45                                     | 27,92                        | 52,18              | 11,48               | 7,84                 | -                   | 33,0                   | 5,0                               | 30,3                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 46,20                        | 44,67              | 2,98                | 4,78                 | 1,33                | 33,0                   | 11,7                              | 76,6                 |  |
| 785    | 134,4-149,4                               | 148,0-149,0                       | 100                  | 148,9                                      | 33,17                        | 45,44              | 6,12                | 10,31                | 4,95                | 33,0                   | 10,6                              | 64,9                 |  |
|        |   |                                   |                      |  | 5,72                         | 77,69              | 8,43                | 4,15                 | 3,75                | 29,6                   | 8,8                               | 62,6                 |  |
|        |   |                                   |                      | 138,8                                      | 6,32                         | 79,45              | 7,63                | 3,78                 | 2,56                | 33                     | 10,5                              | 64,6                 |  |

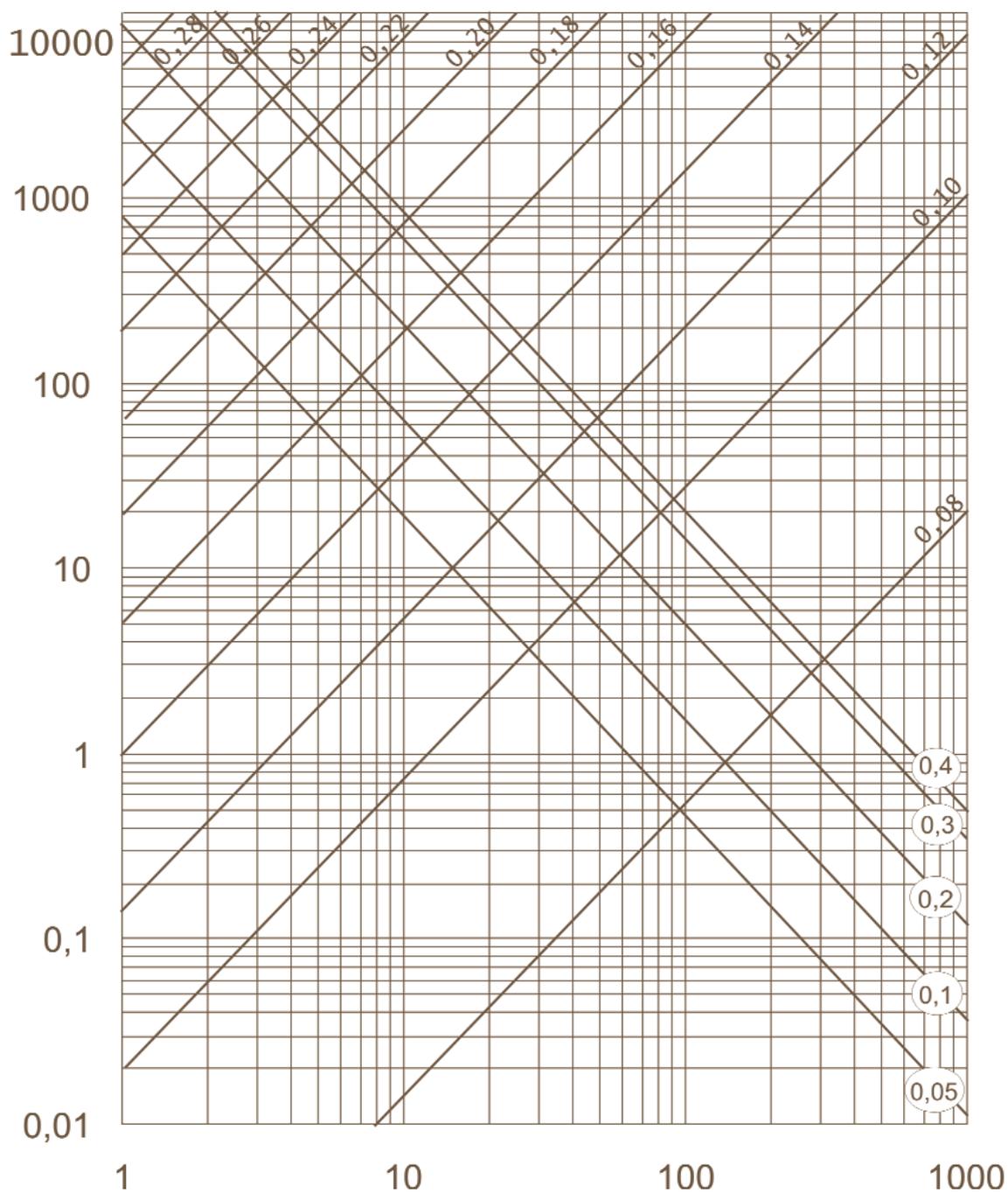


Рис. 5. График зависимости абсолютной проницаемости терригенных разновозрастных отложений от эффективной пористости, параметра пористости и медиального размера зерен (dл): шифры кривых:цифры в кружках – dл; без кружков – Kп. эф.

Таблица 2

Сравнительный анализ результатов интерпретации ГИС и данных лабораторных анализов керна

| Скважины | Лабораторные анализы керна |       | ГИС   |       |
|----------|----------------------------|-------|-------|-------|
|          | Кп, %                      | Кн, % | Кп, % | Кн, % |
| 1        | 33                         | 62,5  | 21,4  | 69,2  |
| 2        | 33                         | 46,3  | 26    | 71,2  |
| 3        | 33                         | 58,8  | 27,2  | 78    |
| 4        | 29                         | 47    | 29    | 67    |
| 5        | 31                         | 49,7  | 20    | 71    |
| 6        | 32,7                       | 53    | 21,8  | 71    |
| 7        | 33                         | 47,3  | 27    | 56    |
| 8        | 23                         | 73,7  | 32    | 79    |
| 9        | 32,6                       | 51,5  | 25,2  | 77,7  |
| 11       | 35,6                       | 53    | 27    | 75    |

## СПОСОБ РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ПОЛЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩЕГО ПРИ ЗАКАЧКЕ ИЛИ ОТБОРЕ ЖИДКОСТИ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНУ

Мусин Р.А., Абзятаров А.В. (ТатНИПИнефть)

Для проектирования разработки залежи и контроля за процессом разработки важно знать изменение давления во времени на условном контуре нефтеносности залежи и скважины или средневзвешенного по площади. Это позволяет прогнозировать перевод отдельных скважин на различные способы эксплуатации насосным оборудованием с целью недопущения падения забойного давления ниже установленного, что, в конечном счете, должно обеспечить достижение заданного КИН. Важно также знать, в течение какого времени допустимо разрабатывать залежь без воздействия на разрабатываемые пласты путем заводнения, которое обычно по ряду причин «запаздывает».

Режим, который создается при закачке в нефтяной пласт вытесняющего агента, может определяться как упруговодонапорный в начальный период при неустановившихся полях давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт. Данный режим с физической точки зрения – это расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее благодаря сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей. При пуске добывающей скважины давление на забое в ней уменьшается по сравнению с пластовым, а по мере отбора нефти из призабойной зоны давление падает и в ней, запас упругой энергии в этой зоне падает, и нефть и порода оказываются менее сжатыми, чем раньше. Продолжающийся отбор нефти из пласта приводит к дальнейшему расходованию запаса упругой энергии и к расширению воронки депрессии вокруг скважины. При пуске нагнетательной скважины происходит аналогичный процесс, но с противоположными изменениями.

Основным признаком упруговодонапорного режима является значительное падение (повышение) пластового давления в начальный период эксплуатации. В дальнейшем при постоянном отборе (закачке) жидкости темп изменения давления замедляется. Это объясняется тем, что зона понижения давления со временем охватывает все большие площади пласта, и для обеспечения одного и того же притока жидкости за счет упругого расширения пласта и жидкости достаточно падения давления на меньшую величину, чем в начальный период.

Для количественной оценки перемещаемых масс жидкости в этих условиях принято понятие «коэффициент упругоэластичности» залежи. Численное значение коэффициента упругоэластичности зависит от упругости породы и жидкости и объема порового пространства породы, т.е.:

$$\beta^* = m\beta_{жс} + \beta_n. \quad (1)$$

Пористость пласта  $m$  нелинейно зависит от среднего нормального напряжения  $\sigma$ . Однако в диапазоне изменения давления от доли единицы до 10 МПа зависимость пористости от среднего нормального напряжения можно считать линейной, а именно:

$$m = m_0 - \beta_n (\sigma - \sigma_0). \quad (2)$$

Упругие свойства пласта и насыщающих его жидкостей проявляются в том, что всякое изменение давления в любой точке пласта передаются по пласту не мгновенно, а с некоторой скоростью. Эта скорость передачи давления в пласте определяется пьезопроводностью, которая зависит от физических свойств жидкости и пласта и характеризуется коэффициентом пьезопроводности  $\chi$ :

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_n)} = \frac{k}{\mu\beta^*}. \quad (3)$$

На основе теории упругого режима создан наиболее известный в практике разработки нефтяных ме-

сторождений метод определения параметров пласта по кривым восстановления давления в остановленных скважинах. На этой же основе производятся расчеты перераспределения давления в пласте и соответственно изменения давления на забоях скважин, расчеты изменения давления на контуре нефтеносности и средневзвешенного по площади, объемы поступающей воды в нефтяную часть залежи, определение времени перераспределения давления. Уравнение упругого режима исходит из уравнения неразрывности массы фильтрующегося вещества и учитывает вышеприведенные зависимости. Решение данного уравнения позволяет рассчитывать изменение давления во времени в каждой точке пласта.

Радиальная фильтрация воды (жидкости) в этой области описывается дифференциальным уравнением упругого режима. В общем виде решение этого уравнения по ван Эвердингу и Херсту [1] имеет следующий вид:

$$p_{\infty} - p(\rho, y) = \frac{q_{жс} \mu}{2\pi k h} f(\rho, y), \quad (4)$$

где безразмерное время  $y = \chi \cdot t / R^2$ , д.ед.; расстояние до контура  $R$ , м; безразмерное расстояние  $\rho = r / R$ , д.ед.; темп отбора (закачки) или дебит скважины  $q_{жс} = Q_{жс} / t$ , м<sup>3</sup>/с; остальные обозначения общепринятые.

При этом законтурная зона считается неограниченной ( $R \leq r \leq \infty$ ).

Для расчета изменения во времени давления  $P_{кон}(t)$  можно с необходимой точностью принять  $\rho = r / R = 1$ . Тогда зависимость  $f(\rho, y)$  имеет вид:

$$f(1, y) = 0,5[1 - (1+y)^{-3,81}] + 0,487 \ln(1+y). \quad (5)$$

Таким образом, для  $Q_{жс}$  и времени  $t$ , прошедшем с момента пуска скважины, давление  $P_{кон}(t)$  можно рассчитать по формуле (3), вытекающей из вышеприведенных выражений (4)–(5):

$$P_{кон}(t) = P_0 - \frac{q_{жс} \cdot \mu}{2\pi k h} f(1, y), \quad (6)$$

где  $P_0$  – начальное пластовое давление.

Для оценки динамики изменения пластового давления, вызванного началом закачки агента в нагнетательную скважину, рассмотрим пример реального пласта башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения, содержащего нефть повышенной вязкости. Расчеты для наглядности будем проводить для трех случаев содержания в пласте: только нефти при пластовой температуре, только нефти, нагретой до 50°C, и только закачанного в пласт пара, т.е. пластовые флюиды в каждом из трех случаев будут отличаться вязкостью, плотностью, сжимаемостью. В табл. 1 приведены исходные данные для расчета. Результаты расчета представлены в таблице 2 и на рис. 1-4.

Таблица 1

Исходные данные для расчета динамики изменения давления по линии скважина–пласт

| Параметры  | Ед. изм.            | Нефть при $T_{пл}=22^{\circ}\text{C}$ | Нефть при $T=50^{\circ}\text{C}$ | Пар (горячая вода)   |
|--|---------------------|---------------------------------------|----------------------------------|----------------------|
| Толщина пласта, $b$                              | м                   | 17,2                                  |                                  |                      |
| Коэффициент пористости, $m$                      | д.ед.               | 0,155                                 |                                  |                      |
| Коэффициент абсолютной проницаемости, $k$        | м <sup>2</sup>      | $2,97 \cdot 10^{-13}$                 |                                  |                      |
| Начальное пластовое давление, $P_0$              | Па                  | $1,02 \cdot 10^7$                     |                                  |                      |
| Коэффициент вязкости в пластовых условиях, $\mu$ | Па·с                | 0,155                                 | 0,025                            | 0,0002               |
| Коэффициент сжимаемости, $\beta$                 | Па <sup>-1</sup>    | $6,0 \cdot 10^{-12}$                  | $6,0 \cdot 10^{-12}$             | $9,5 \cdot 10^{-12}$ |
| Коэффициент сжимаемости горной породы, $\beta$   | Па <sup>-1</sup>    | $6,8 \cdot 10^{-12}$                  |                                  |                      |
| Темп закачки вытесняющего агента                 | м <sup>3</sup> /сут | 50,0                                  |                                  |                      |

Результаты расчетов распределения пластового давления для различных моментов времени после начала закачки агента в нагнетательную скважину

| г, м   | через 1 час закачки |                  |       | через 24 часа закачки |                  |       | через 720 часов (1 мес.) закачки |                  |       | через 2160 часов (3 мес.) закачки |                  |       |
|--------|---------------------|------------------|-------|-----------------------|------------------|-------|----------------------------------|------------------|-------|-----------------------------------|------------------|-------|
|        | Нефть при T=22°C    | Нефть при T=50°C | Пар   | Нефть при T=22°C      | Нефть при T=50°C | Пар   | Нефть при T=22°C                 | Нефть при T=50°C | Пар   | Нефть при T=22°C                  | Нефть при T=50°C | Пар   |
| 1,00   | 20,85               | 12,32            | 10,22 | 25,18                 | 13,02            | 10,23 | 29,81                            | 13,76            | 10,23 | 31,30                             | 14,00            | 10,23 |
| 5,00   | 16,50               | 11,61            | 10,22 | 20,80                 | 12,31            | 10,22 | 25,42                            | 13,06            | 10,23 | 26,92                             | 13,30            | 10,23 |
| 10,00  | 14,72               | 11,31            | 10,22 | 18,91                 | 12,01            | 10,22 | 23,54                            | 12,75            | 10,23 | 25,03                             | 12,99            | 10,23 |
| 15,00  | 13,78               | 11,14            | 10,21 | 17,82                 | 11,83            | 10,22 | 22,43                            | 12,57            | 10,22 | 23,93                             | 12,82            | 10,23 |
| 20,00  | 13,18               | 11,02            | 10,21 | 17,04                 | 11,70            | 10,22 | 21,65                            | 12,45            | 10,22 | 23,15                             | 12,69            | 10,22 |
| 40,00  | 11,94               | 10,75            | 10,21 | 15,23                 | 11,40            | 10,22 | 19,77                            | 12,14            | 10,22 | 21,26                             | 12,38            | 10,22 |
| 60,00  | 11,30               | 10,62            | 10,21 | 14,24                 | 11,22            | 10,21 | 18,67                            | 11,97            | 10,22 | 20,16                             | 12,21            | 10,22 |
| 80,00  | 10,93               | 10,54            | 10,21 | 13,59                 | 11,10            | 10,21 | 17,89                            | 11,84            | 10,22 | 19,37                             | 12,08            | 10,22 |
| 100,00 | 10,70               | 10,48            | 10,21 | 13,14                 | 11,01            | 10,21 | 17,29                            | 11,74            | 10,22 | 18,77                             | 11,98            | 10,22 |
| 120,00 | 10,57               | 10,43            | 10,21 | 12,80                 | 10,94            | 10,21 | 16,80                            | 11,66            | 10,22 | 18,28                             | 11,90            | 10,22 |
| 140,00 | 10,48               | 10,39            | 10,21 | 12,52                 | 10,88            | 10,21 | 16,39                            | 11,59            | 10,22 | 17,86                             | 11,83            | 10,22 |
| 160,00 | 10,42               | 10,36            | 10,21 | 12,29                 | 10,83            | 10,21 | 16,04                            | 11,54            | 10,22 | 17,50                             | 11,78            | 10,22 |
| 180,00 | 10,37               | 10,34            | 10,21 | 12,09                 | 10,78            | 10,21 | 15,73                            | 11,48            | 10,22 | 17,18                             | 11,72            | 10,22 |
| 200,00 | 10,34               | 10,32            | 10,21 | 11,91                 | 10,75            | 10,21 | 15,46                            | 11,44            | 10,22 | 16,90                             | 11,68            | 10,22 |
| 220,00 | 10,32               | 10,30            | 10,21 | 11,75                 | 10,71            | 10,21 | 15,22                            | 11,40            | 10,22 | 16,65                             | 11,64            | 10,22 |
| 240,00 | 10,30               | 10,29            | 10,21 | 11,61                 | 10,69            | 10,21 | 15,00                            | 11,36            | 10,22 | 16,42                             | 11,60            | 10,22 |
| 260,00 | 10,29               | 10,28            | 10,21 | 11,48                 | 10,66            | 10,21 | 14,80                            | 11,32            | 10,22 | 16,21                             | 11,56            | 10,22 |
| 280,00 | 10,27               | 10,27            | 10,21 | 11,37                 | 10,64            | 10,21 | 14,62                            | 11,29            | 10,22 | 16,01                             | 11,53            | 10,22 |
| 300,00 | 10,27               | 10,26            | 10,20 | 11,27                 | 10,62            | 10,21 | 14,45                            | 11,26            | 10,21 | 15,83                             | 11,50            | 10,22 |
| 320,00 | 10,26               | 10,25            | 10,20 | 11,18                 | 10,60            | 10,21 | 14,30                            | 11,24            | 10,21 | 15,67                             | 11,47            | 10,22 |
| 340,00 | 10,25               | 10,25            | 10,20 | 11,10                 | 10,58            | 10,21 | 14,16                            | 11,21            | 10,21 | 15,51                             | 11,45            | 10,22 |
| 360,00 | 10,25               | 10,24            | 10,20 | 11,03                 | 10,57            | 10,21 | 14,03                            | 11,18            | 10,21 | 15,36                             | 11,42            | 10,22 |
| 380,00 | 10,24               | 10,24            | 10,20 | 10,96                 | 10,55            | 10,21 | 13,90                            | 11,16            | 10,21 | 15,22                             | 11,40            | 10,22 |
| 400,00 | 10,24               | 10,23            | 10,20 | 10,90                 | 10,54            | 10,21 | 13,79                            | 11,14            | 10,21 | 15,10                             | 11,38            | 10,22 |

Наибольший интерес представляет распределение давлений для вязкой нефти. Остальные распределения имеют вспомогательное значение. Например, при закачке горячей воды (пара) в нагнетательную скважину в пласте будут присутствовать все три указанных выше флюида. Однако на распределение пластового давления определяющее значение будет оказывать именно зона пласта с вязкой нефтью, создающая в пласте своеобразную пробку для зон с более высокой пьезопроводностью, заполненных теплоносителем и нагретой нефтью.

Приведенные результаты свидетельствуют о том, что данный темп закачки вытесняющего агента ведет к росту давления в области нагнетательной скважины,

прорыву вытесняющего агента по раскрывающимся трещинам или вновь образованным в результате гидроразрыва (давление гидроразрыва для рассматриваемого пласта соответствует 18 МПа). В действительности давление в области нагнетательной скважины не будет превышать давление гидроразрыва, так как, достигая его, излишнее давление будет «сбрасываться» по появляющимся трещинам вследствие ускоренного ухода по ним вытесняющего агента. Именно данный факт объясняет низкий коэффициент вытеснения вязкой нефти «холодной» водой. Закачиваемый агент при равномерном продвижении займет в пласте объем  $V$ , равный:

$$V = Q \cdot [m \cdot (1 - S_{OCT} - S_{CB})] = pR^2 \cdot b, \quad (7)$$

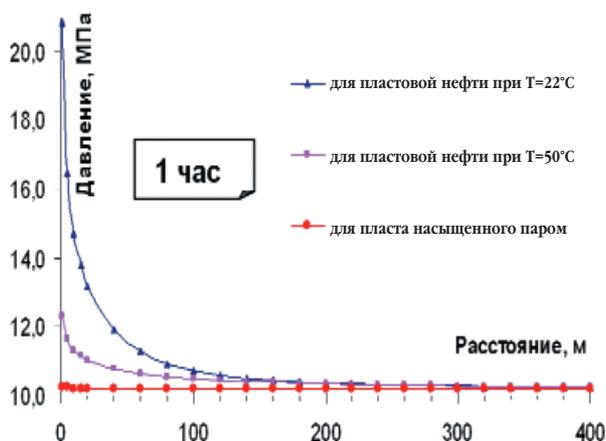


Рис. 1. Распределение давления через 1 час после начала закачки

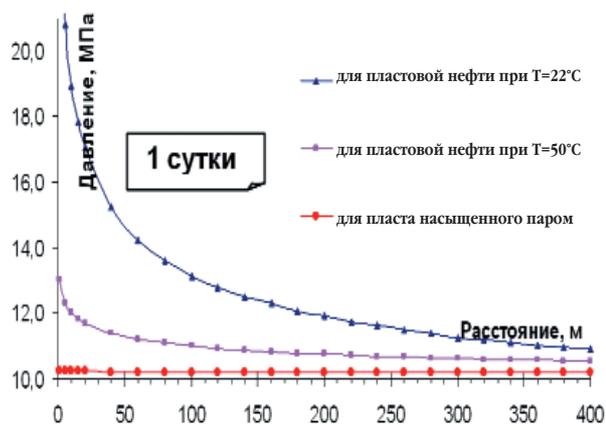


Рис. 2. Распределение давления через 24 часа после начала закачки

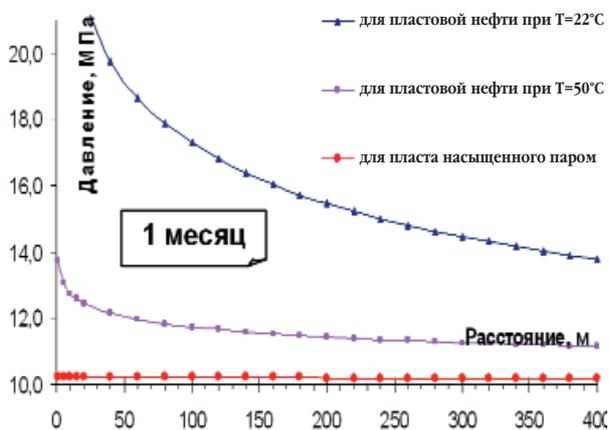


Рис. 3. Распределение давления через 720 часов (1 мес.) после начала закачки

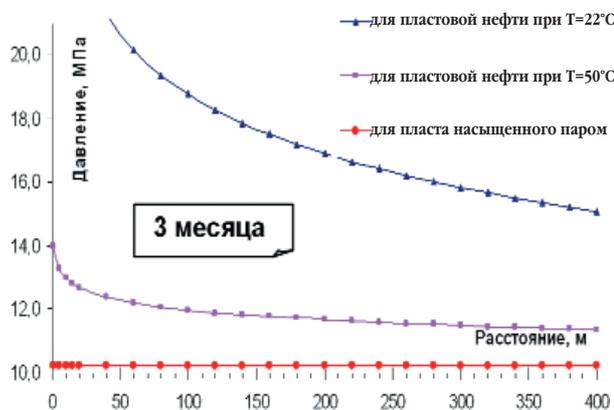


Рис. 4. Распределение давления через 3 месяца после начала закачки

где  $Q$  – объем закачанного агента,  $m^3$ ;  $m$  – коэффициент пористости пласта, д. ед.;  $S_{OCT}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д. ед.;  $S_{CB}$  – коэффициент насыщенности связанной водой, д. ед.;  $b$  – нефтенасыщенная толщина, м;  $R$  – радиус продвижения закачиваемого агента от скважины, м.

Определим из выражения (7) величину  $R$  для случая равномерного продвижения вытесняющего агента в нефтенасыщенной части пласта для определенного  $S_{OCT}$ . Фактическое значение расстояния прорыва вытесняющего агента  $R^{прорыв}$  будет соответствовать на рис. 1-4 величине, где давление в зоне нагнетания будет соответствовать давлению гидроразрыва (табл. 3). Неравномерное продвижение фронта вытеснения приведет к снижению КИН за счет уменьшения коэффициента охвата вытеснением и, следовательно, к увеличению  $S_{OCT}$ .

Используя зависимость:

$$КИН = k_{ВЫТ} \cdot k_{ОХВАТА} = (S_H - S_{OCT})/S_H \quad (8)$$

можно оценить величину  $k_{ОХВАТА}$  и КИН для  $R^{прорыв}$ , определив предварительно  $S_{OCT}$  для  $R^{прорыв}$  из равенства (7). Для расчета равномерного вытеснения с фронтом  $R$  предлагается использовать формулу И.М. Бакирова [3] для радиусов дренирования, сопоставимых с расстоянием между скважинами, определяющую максимально возможный коэффициент охвата вытеснением и, соответственно, КИН:

$$КИН = k_{ВЫТ} \cdot k_{ОХВАТА} = k_{ВЫТ}^2 = (S_H - S_{OCT})/S_H \quad (9)$$

Величина  $S_{CB}$  определяется как  $S_{CB} = 1 - S_H$ , где  $S_H$  – начальная нефтенасыщенность.

Результаты определения расстояния  $R$  продвижения закачиваемого агента

| Время закачки агента | Значение $R$ при равномерном вытеснении | Значение $R^{\text{прорыв}}$ при гидроразрыве |
|----------------------|---|---|
| 1 час                | 1,57                                    | 5,0   |
| 24 часа              | 7,69                                    | 20,0  |
| 1 мес.               | 42,12                                   | 90,0  |
| 3 мес.               | 72,95                                   | 140,0   |

Имея распределение давления, вызванное возмущением начального пластового давления нагнетательной скважиной, можно рассмотреть случай включения на расстоянии  $L$  добывающей скважины. Величину дебита добывающей скважины необходимо при этом ограничить давлением насыщения нефти газом. Тогда эпюры изменения пластового давления от воздействия скважин необходимо сложить на каждой точке отрезка между ними в соответствующие моменты времени. Возможно также решение задачи с группой скважин на пространственной модели, рассмотрение циклических процессов и вопросов регулирования взаимодействующей группы скважин.

Представляется возможным решение задачи определения дебитов скважин и состояния пластового давления для пластов с подошвенной водой. В этом случае распределение дебитов в каждый из пропластков (из каждого пропластка) будет пропорционально их гидроразрывностям. На основе распределения дебитов согласно приведенным формулам можно получить эпюры распределения давления по площади и по разрезу пласта.

Возможность получения координат фронта вытеснения нефти (пластовых флюидов) закачиваемым агентом в комплексе с построением поля (эпюры и динамики) давления позволяет использовать данный метод для решения задач паротеплового воздействия на залежи нефти повышенной вязкости. Расчеты можно проводить как для паротепловой обработки ПЗС, так и для метода непрерывной закачки пара и метода тепловой оторочки.

#### Список литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
2. Щуров В.И. Технология и техника нефтедобычи. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
3. К вопросу формирования исходных данных для расчета технологических показателей разработки на гидродинамической модели / А.И. Бакиров, И.М. Бакиров, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №10. – С. 49.

## УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО ОБЪЕКТА

*Абдулмазитов Р.Г., Саттаров Р.З.,  
Латифуллин Ф.М. (ТатНИПИнефть)*

**Ф**акторами, существенно влияющими на процесс вытеснения нефти водой и на параметры нефтяной залежи, являются, с одной стороны, депелитизация (вынос частиц) коллекторов, с другой – закупорка малопроницаемых пластов.

Пористая среда всегда содержит в своем составе большое количество изначально заблокированных в ней свободных частиц, а также таких из них, которые могут быть сдвинуты с места и перемещаться потоком. Причинами ослабления сцементированности частиц в пласте являются: изменения солености воды, рН, чрезмерная скорость закачки и т.д. [1].

Депелитизация пористой среды связана с выносом механических примесей, поступающих из добывающих скважин, с добываемой продукцией. Результаты некоторых исследований, характеризующих мехсмеси, поступающие в систему нефтегазосбора, представлены в табл. 1.

Известно, что пористость и проницаемость пластов характеризуются крайней неоднородностью, в связи с чем нефть в принципе не может быть вытеснена из участков низкой проницаемости, особенно если путь закачиваемой воде преграждают зоны пласта, кольтмированные частицами, находящимися в ней [1].

Причины снижения проницаемости пористой среды в начальный период даже при закачке чистых жидкостей ранее не имели приемлемых объяснений. Наибольшее влияние на этот процесс оказывают взвеси различного типа, содержащиеся как в закачиваемой воде, так и в самой пористой среде. Кольтмация межпоровых каналов происходит лишь в результате постепенного накопления привносимых потоком твердых частиц.

Для проверки закупорки пласта и депелитизации пористой среды было проведено сравнение значений пористостей по скважинам, пробуренным в различное время и по которым имеются определения по данным промысловой геофизики.

Сравнение значений пористости на разные даты (рис. 1) показывает, что по высокопродуктивным коллекторам произошло увеличение их значений. По малопродуктивным коллекторам значения пористости до 2000 г. снижались. Увеличение значений пористости могло происходить за счет выноса части пород, т.е. депелитизации пластов, а снижение емкостных свойств породы происходит при их закупорке. По некоторым малопродуктивным пластам-коллекторам не произошло снижения значений пористости из-за применяемой технологии разработки нефтяного объекта. Скважины бурились по всей площади объекта разработки, поэтому этот процесс наблюдается по всему объему пластов-коллекторов.

Изменение коллекторских свойств пласта необходимо учитывать при подсчете запасов нефти и определении местоположения заблокированных зон для конечной стадии разработки.

Использование подсчетных параметров без учета изменения емкостных характеристик коллекторов в процессе разработки объекта приводит к получению завышенных значений балансовых запасов. В условиях внутриконтурного заводнения и при высокой степени разбуренности объекта косвенным показателем закольтмированности пласта являются зоны с пониженным пластовым давлением, так как участок имеет слабую гидродинамическую связь с зоной нагнетания. Отбор некоторой части продукции пласта приводит к снижению пластового давления. Закольтмированная зона эксплуатируется только за счет упругих сил пла-

Содержание механических примесей в добываемой продукции скважин

| ГЗУ               | Общее содержание, % | Содержание, % |           | Размер, мкм |         |
|-------------------|---------------------|---------------|-----------|-------------|---------|
|                   |                     | в нефти       | в воде    | в нефти     | в воде  |
| 1                 | 0,17                | 0,10          | 0,07      | 0,7...0,9   | 0,8-2,4 |
| 2                 | 0,09                | 0,06          | 0,03      | 0,5...0,6   | 1,0-1,5 |
| 3                 | 0,23                | 0,18          | 0,05      | 0,5...0,8   | 1,0-2,0 |
| 4                 | 0,31                | 0,22          | 0,09      | 0,3...0,8   | 0,8-1,9 |
| 5                 | 0,16                | 0,08          | 0,08      | 0,5...0,6   | 0,8-1,5 |
| Вода              | 0,06                | –             | 0,06      | –           | 1,2-3,0 |
| Пределы изменений | 0,09-0,31           | 0,08-0,22     | 0,03-0,09 | 0,3-0,9     | –       |

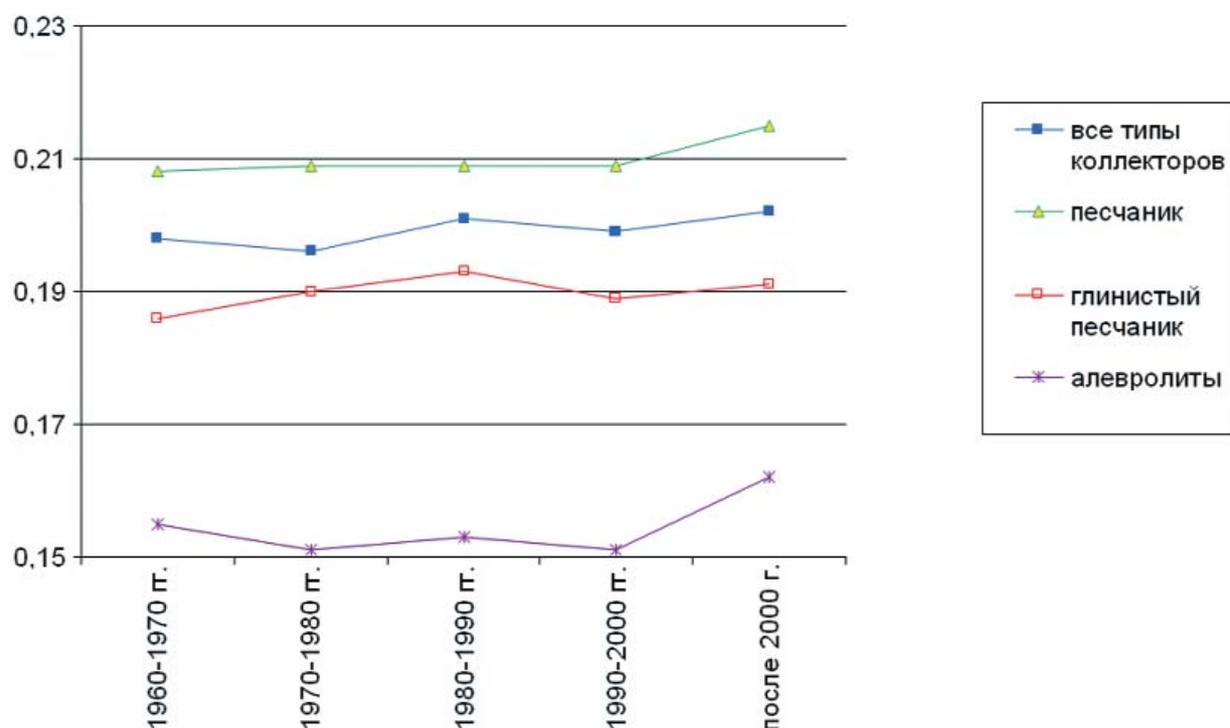
Средневзвешенные по толщине коэффициенты пористости по горизонту Д<sub>1</sub>

Рис. 1. Графики изменения средневзвешенных по толщине коэффициентов пористости, определенных по скважинам, пробуренным в разные периоды времени для различных классов коллекторов

Таблица 2

Зависимость остаточных запасов нефти от давлений по верхней пачке пластов (Д<sub>1а</sub>-Д<sub>1б3</sub>)

| Интервалы пластовых давлений, атм. | Кол-во добывавших скважин, шт. | Начальные балансовые запасы нефти, % | Накопленная добыча нефти, % | Остаточные балансовые запасы нефти, % | Текущий КИН, % | Удельные от начал. запасов отборы, д.е. |
|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|----------------|---|
| Менее 125                          | 12                             | 6,4                                  | 11,4                        | 8,3                                   | 4,23           | 0,215                                   |
| 125-150                            | 35                             | 25,2                                 | 31,4                        | 28,6                                  | 16,38          | 0,151                                   |
| 150-170                            | 61                             | 53,4                                 | 46,3                        | 49,1                                  | 32,25          | 0,105                                   |
| Свыше 170                          | 17                             | 14,9                                 | 10,9                        | 14,0                                  | 30,49          | 0,0809                                  |
| ИТОГО:                             | 125                            | 100                                  | 100                         | 100                                   | 26,18          | 0,121                                   |

Таблица 3

Зависимость остаточных запасов нефти от давлений по нижней пачке пластов (Д<sub>1в</sub>-Д<sub>1д</sub>)

| Интервалы пластовых давлений, атм. | Кол-во добывавших скважин, шт. | Начальные балансовые запасы нефти, % | Накопленная добыча нефти, % | Остаточные балансовые запасы нефти, % | Текущий КИН, % | Удельные от начал. запасов отборы, д.е. |
|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|----------------|---|
| Менее 125                          | 7                              | 3,4                                  | 8,4                         | 4,3                                   | 26,11          | 0,165                                   |
| 125-150                            | 34                             | 18,0                                 | 20,7                        | 19,5                                  | 36,05          | 0,077                                   |
| 150-170                            | 100                            | 61,7                                 | 59,7                        | 60,6                                  | 42,13          | 0,065                                   |
| Свыше 170                          | 24                             | 16,9                                 | 11,2                        | 15,6                                  | 45,88          | 0,044                                   |
| ИТОГО:                             | 165                            | 100                                  | 100                         | 100                                   | 41,13          | 0,067                                   |

Таблица 4

Зависимость остаточных запасов нефти от давлений по всем пластам горизонта Д<sub>1</sub>

| Интервалы пластовых давлений, атм. | Кол-во добывавших скважин, шт. | Начальные балансовые запасы нефти, % | Накопленная добыча нефти, % | Остаточные балансовые запасы нефти, % | Текущий КИН, % | Удельные от начал. запасов отборы, д.е. |
|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|----------------|---|
| Менее 125                          | 24                             | 5,4                                  | 7,7                         | 6,2                                   | 26,63          | 0,069                                   |
| 125-150                            | 105                            | 23,2                                 | 28,9                        | 26,2                                  | 27,74          | 0,060                                   |
| 150-170                            | 208                            | 53,8                                 | 51,6                        | 51,4                                  | 38,84          | 0,047                                   |
| Свыше 170                          | 63                             | 17,6                                 | 11,9                        | 16,3                                  | 40,77          | 0,033                                   |
| ИТОГО:                             | 400                            | 100                                  | 100                         | 100                                   | 35,94          | 0,049                                   |

ста и насыщающих его флюидов, и частично за счет вытеснения внедрившейся воды. Нефтеизвлечение при работе пласта на этом режиме будет характеризоваться низкими значениями. Для проверки этого положения были рассчитаны средние значения пластового давления за последний 10-летний период эксплуатации площади по верхнепашийским отложениям (пласты Д<sub>1а</sub>-Д<sub>1б3</sub>) (табл. 2), по нижнепашийским отложениям (пласты Д<sub>1в</sub>-Д<sub>1д</sub>) (табл. 3) и в целом по всем пластам горизонта Д<sub>1</sub> (табл. 4). При расчете пластово-

го давления по верхнепашийским отложениям учитывались только те значения давлений, если на момент замера был перфорирован пласт, входящий в группу пластов Д<sub>1а</sub>-Д<sub>1б3</sub>. Такой же подход был применен при расчете средних значений пластовых давлений по нижнепашийским отложениям, после чего по методике, приведенной в [2], были оценены удельные остаточные запасы нефти по каждой скважине и по каждому пласту. Эти данные позволили выявить зависимость текущего коэффициента нефтеизвлечения от значе-

ний среднего за 10-летний период пластового давления по верхним, нижним и в целом по пашийским отложениям.

Как видно из таблиц, по скважинам, вскрывшим верхние пласты, величина коэффициента нефтеизвлечения значительно ниже, чем по нижним пластам. Значение текущего коэффициента нефтеизвлечения (текущего КИН) по верхним пластам изменяется от 4 до 30%, а по нижним – от 26 до 46%. Разница в нефтеизвлечении объясняется не только коллекторскими свойствами пластов, но и значениями пластового давления. Так, по верхним пластам значение текущего КИН по скважинам с пластовым давлением до 15,0 МПа составляет 4-16%, по скважинам с пластовым давлением свыше 15,0 МПа значение текущего КИН составляет 30-32%.

Необходимо отметить следующие особенности распространения коллекторов. Практически повсеместно развиты коллекторы пласта Д<sub>1г</sub>, они вскрыты более чем 99 скважинами. По остальным пластам доля коллекторов меняется от долей процента (пласт Д<sub>0</sub>) до 85 – 90 % (пласты верхнепашийской пачки горизонта.). Для всех пластов характерна резкая смена пород по простиранию: песчаник – глина, как результат деятельности водных потоков в мелководном морском бассейне в процессе осадкообразования, что обусловило также разрывы разделов между пластами (внутриформационные размыты) и слияние коллекторов соседних зональных интервалов. Характерно, что и зоны слияния пластов имеют субмеридиональное простирание и расположены четкими цепочками, указывающими на направление водных потоков (рис. 4). Для выявления древних водных потоков были построены карты песчанности.

При вводе нагнетательных скважин под закачку фильтрационный поток будет вытеснять нефть в первую очередь из пластов, характеризующихся лучшими коллекторскими показателями, т.е. по зонам слияния пластов или древним водным потокам. Движущиеся частицы с продукцией пласта выносятся на поверхность через скважины, вскрывшие высокопроницаемые части пласта. Частицы, фильтрующиеся в направлении добывающих скважин, находящихся в малопроницаемых зонах пласта, будут закупоривать прибойные зоны внутриформационных размытов.

На рис. 4, 5 приведены фрагменты карты средних за 1995-2004 гг. пластовых давлений и карты песчанности пластов Д<sub>1а</sub>-Д<sub>1б3</sub>. На карте пластовых давлений (рис. 5) видно, что зоны с низкими значениями пластовых давлений в основном совпадают с зонами с низкими значениями текущего КИН. На карте песча-

нистости (рис. 4) зоны с низкими значениями текущего КИН совпадают с областями, приграничными к песчанистым телам. Это подтверждает предположение о кольматации пласта в зонах перехода от коллекторов с высокой проницаемостью к коллекторам с низкой проницаемостью, т.е. происходит, с одной стороны, депелитизация (вынос частиц) из высокопроницаемых коллекторов, с другой – закупорка малопроницаемых пластов.

Для проверки возможности образования техногенных закольматированных участков пласта проведено сравнение эффективности бурения скважин, произведенных за последние 10 лет в различных зонах. На рис. 2 приведены значения накопленной добычи в зависимости от пластового давления. Видно, что скважины, пробуренные в зонах с пониженными значениями пластового давления, имеют большие значения накопленной добычи нефти. Суммарная же обводненность скважин, введенных в эксплуатацию в зонах пласта с пониженными значениями пластового давления, имеют меньшие значения (рис. 3). Все эти факторы подтверждают наличие гидродинамически обособленных тел.

Таким образом, на основе сравнительного анализа изменения геолого-физических параметров в процессе разработки установлено:

1. В процессе эксплуатации емкостные параметры объекта изменяются. Причиной изменения параметров коллекторов являются депелитизация и самокольматация пласта.
2. За счет самокольматации пласта образуются техногенные гидродинамически обособленные тела. Косвенным показателем закольматированности участка является пониженное значение пластового давления в течение длительного периода времени.
3. Остаточные запасы по длительно разрабатываемым объектам связаны в основном с техногенными гидродинамически обособленными телами.

### Список литературы

1. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Казань, ФЭн, 2001. – 558 с.
2. Построение карт остаточных извлекаемых запасов нефти Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения / Ф.М. Латифуллин, Р.З. Саттаров, В.А. Рогова, И.Н. Файзуллин // Нефть Татарстана. – 2001. – № 2. – С. 13-17.

**Накопл. добыча нефти на 1 скв. (тыс. т)**

Скважины, пробуренные за период 1994-2005 гг.

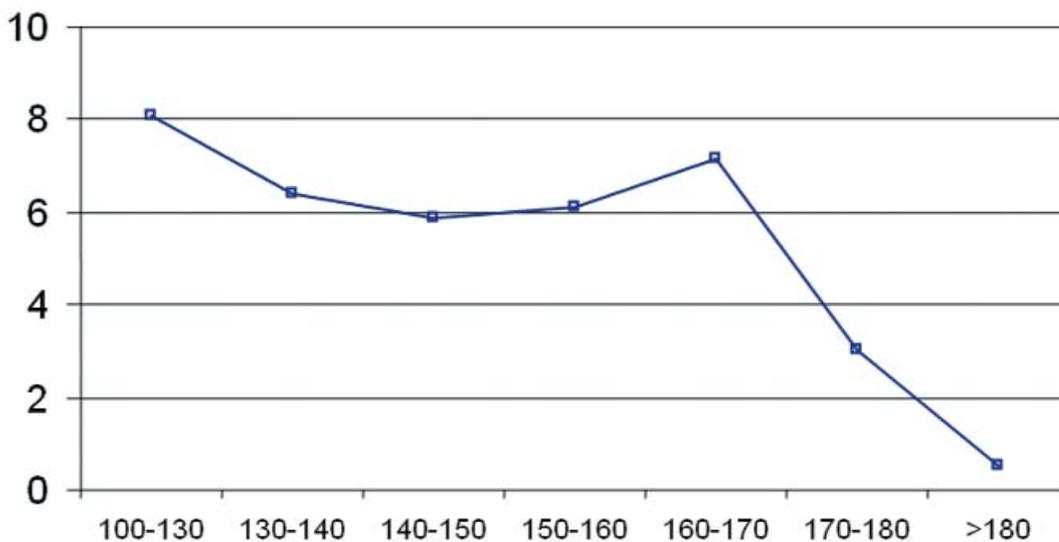


Рис. 2. Зависимость накопленной добычи нефти от пластовых давлений

**Суммарная обводненность (%)**

Скважины, пробуренные за период 1994-2005 гг.

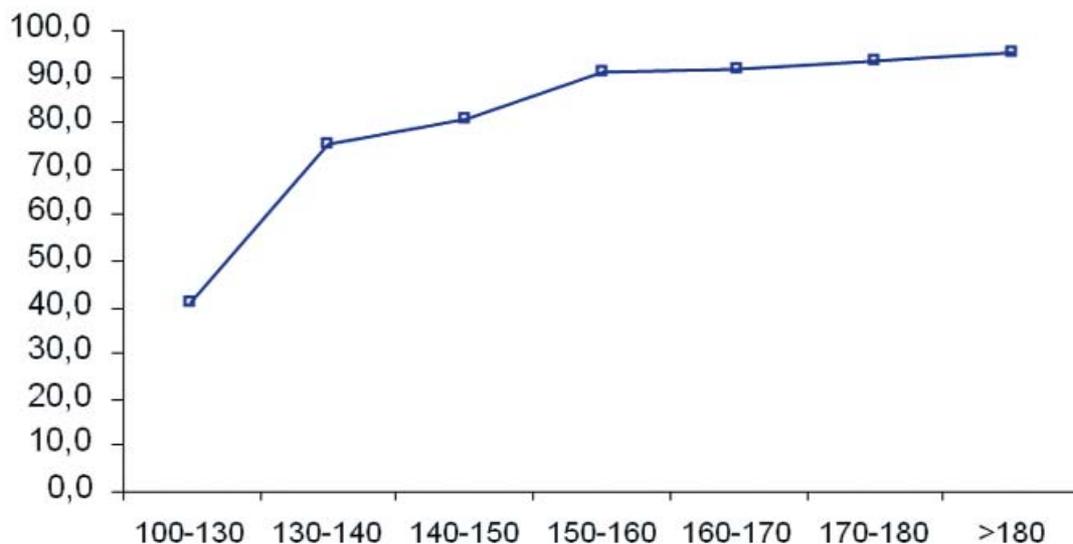


Рис. 3. Зависимость суммарной обводненности от пластовых давлений

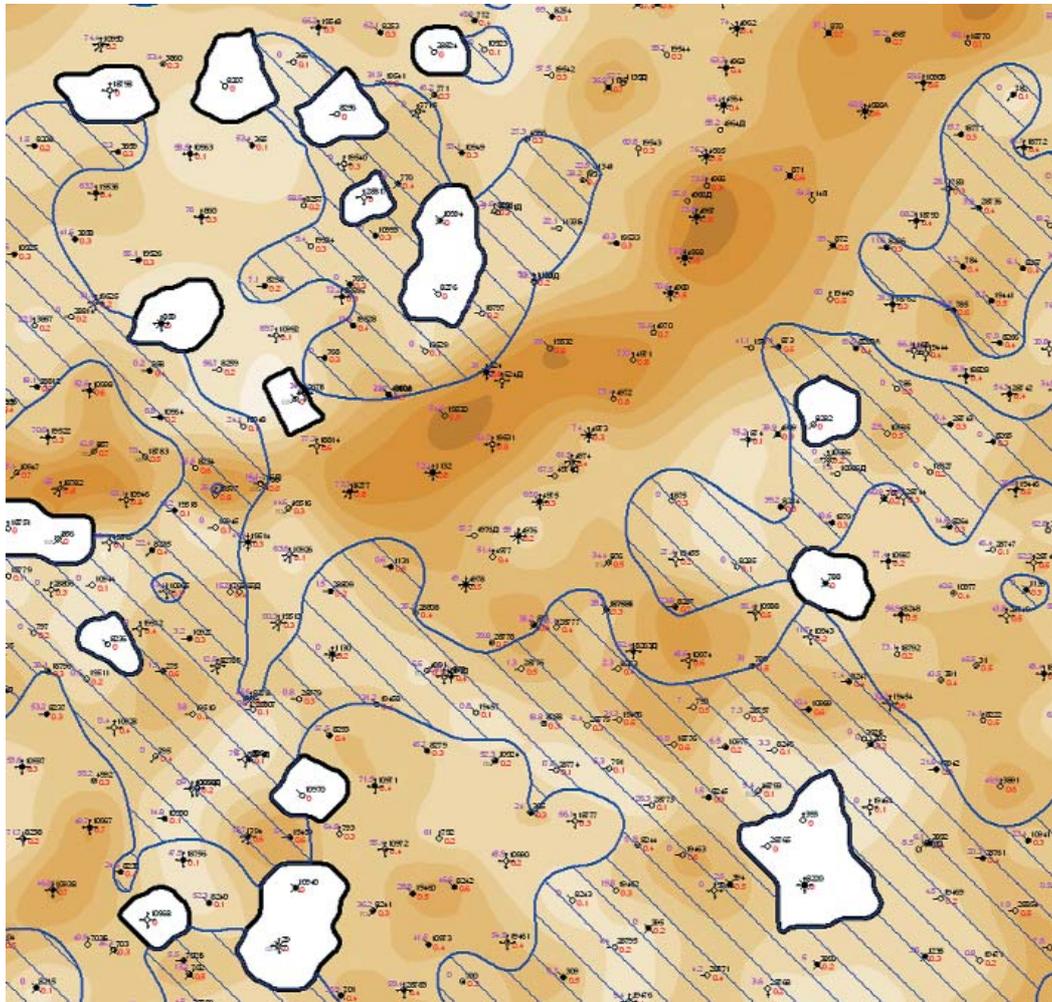


Рис. 4. Фрагмент карты песчаности пластов  $D_{1a}$ –  $D_{1b3}$  (Зоны с низкими текущими КИН отмечены синей штриховкой)

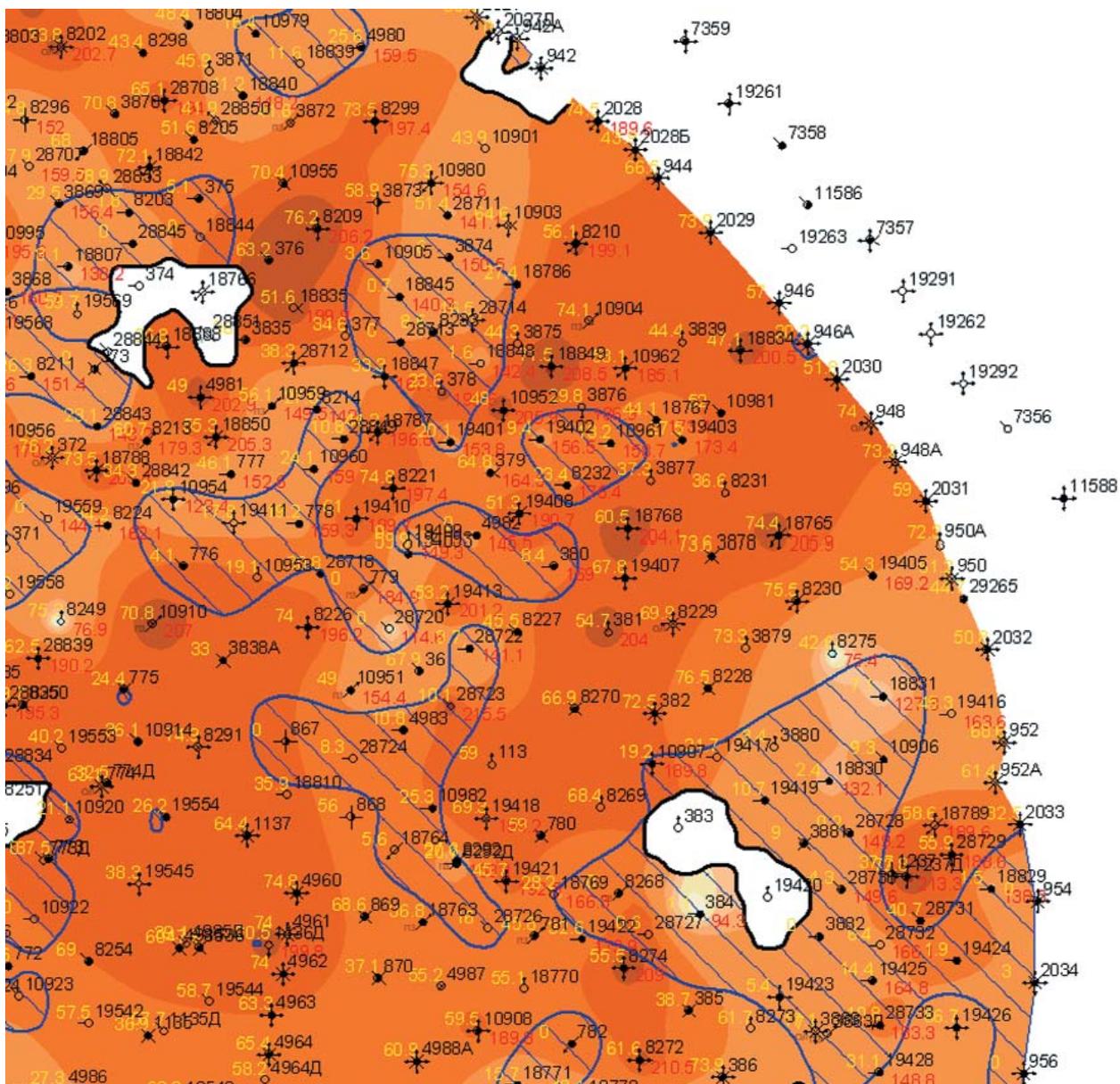


Рис. 5. Фрагмент карты средних за 1995-2004 гг. пластовых давлений пластов Д<sub>1а</sub>- Д<sub>1б3</sub> (Зоны с низкими текущими КИН отмечены синей штриховкой)

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

*Насыбуллин А.В., Насыбуллина С.В.  
(ТатНИПИнефть)*

Большинство крупных нефтяных месторождений Урало-Поволжья вступило в третью и четвертую стадии разработки, следствием чего явилось ухудшение структуры запасов этих месторождений в сторону трудноизвлекаемых. Во-первых, вследствие выработки основного объекта разработки – девонских отложений – возросла доля текущих запасов по верхним горизонтам, многие из которых содержат высоковязкие нефти, характеризуются карбонатными коллекторами трещинно-порового типа. Во-вторых, структура запасов в девонских отложениях также ухудшилась в результате выработки песчаников и, как следствие, увеличения доли запасов в глинистых коллекторах, в водонефтяных зонах, в сформировавшихся застойных и тупиковых зонах.

Важнейшей проблемой при разработке залежей в карбонатных коллекторах является увеличение коэффициента нефтеизвлечения. Это вызвано низким охватом вытеснением вследствие значительного превышения проницаемости трещин над проницаемостью матричных блоков, а также значительной разницей в вязкости нефти и воды. Поэтому происходит неравномерный охват пласта заводнением, быстрое обводнение добывающих скважин, в частности, на залежах нефти башкирских и серпуховских отложений Ромашкинского месторождения. Данная проблема требует выработки новых подходов к регулированию разработки для снижения обводненности и поддержания уровня добычи нефти. В заводненных пластах содержится немалая доля остаточных извлекаемых запасов нефти, которые обеспечивают значительную часть текущей добычи. За последние 40 лет коэффициент извлечения нефти (КИН) по месторождениям России постоянно снижается: с 50 % в 60-х годах до

36 % в 2002 г., сокращаясь за каждое десятилетие на 3-4 %. Оценки показывают, что увеличение их конечного коэффициента извлечения только на 1 % сможет обеспечить прирост ежегодной добычи в России в объеме не менее 10-20 млн т [1]. С другой стороны, приросты добычи нефти за счет открытия и ввода в разработку новых запасов нефти уже сейчас (а тем более в будущем) связаны, как правило, с труднодоступными районами севера Западной и Восточной Сибири. При этом новые месторождения имеют сложное геологическое строение, низкие начальные дебиты, а некоторые объекты – ухудшенные качества нефти.

В этих условиях для обеспечения эффективного извлечения остаточных запасов нефти необходимо как дальнейшее усовершенствование системы разработки и режима заводнения, так и более дифференцированное регулирование отборов жидкости, интенсификация отборов из водонефтяных и высокообводненных частей залежи.

Регулирование разработки нефтяных залежей – это целенаправленное управление процессом извлечения нефти из объектов разработки. Основные цели регулирования – это достижение максимальной нефтеотдачи в пределах экономической целесообразности, поддержание наиболее высоких темпов отбора нефти из залежи, получение наибольшего народнохозяйственного эффекта в результате реализации системы разработки месторождения.

Для трещинно-поровых коллекторов поступление воды в скважины и даже полное обводнение их продукции не означает, что залежь между нагнетательной и добывающей скважинами выработана. После появления воды в продукции добывающей скважины часть вытесняющего агента продолжает фильтроваться по практически промытым каналам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти из блоков, и извлекается на поверхность. С другой стороны, выработка запасов блоков будет происходить только в том слу-

чае, если блоки окружены водой. Это означает, что выработка основных запасов залежи происходит именно в водный период эксплуатации.

На определенных стадиях разработки отбор пластовой воды из залежей может в десятки раз превышать текущий отбор нефти. Исходя из условий рациональной разработки и экономических соображений, необходимо принимать все возможные меры для того, чтобы при максимальном ограничении отборов воды из скважин обеспечивать высокие темпы добычи нефти.

С течением времени работы скважины в трещинно-поровом коллекторе дебит нефти мало зависит от депрессии. Так как нефть, содержащаяся в трещинах, извлечена, а извлечение нефти из блоков матриц зависит в основном от капиллярных и гравитационных сил. Однако при насыщении трещин нефтью скорость гравитационного вытеснения и капиллярной пропитки снижается. Значит, необходимо задание таких режимов на скважине, при которых нефть, поступающая из матрицы в трещину, перемещалась бы к забоя скважины, при этом депрессии не должны быть избыточны, чтобы не происходило неконтролируемое увеличение попутно добываемой воды.

Рассмотрим работу обводненной скважины. Контур вытеснения в этом случае уже дошел до забоя скважины, а контур капиллярной пропитки находится в зоне, удаленной от скважины. Происходит выработка запасов блоков матрицы. При этом коэффициент продуктивности скважины резко возрастает, что обусловлено изменением вязкости притекающей жидкости (пусть для воды вязкость составляет 1 мПа·с, а для нефти 40 мПа·с). Скважина будет интенсивно добывать воду, и в этом случае приходится снижать депрессию.

Пусть скважина добывала в безводный период работы 5 м<sup>3</sup>/сут нефти вязкостью 40 мПа·с. После обводнения вязкость жидкости достигнет в пределе величины 1 мПа·с, а коэффициент продуктивности скважины возрастает до 40 раз, согласно формуле:

$$K_{\text{прод}} = \frac{2\pi K h}{\ln R_k/r_c} \cdot \left( \frac{k_n}{\mu_n} + \frac{k_b}{\mu_b} \right), \quad (1)$$

где  $h$  – толщина пласта;  $K$ ,  $k_b$ ,  $k_n$  – абсолютная проницаемость по воздуху и относительные фазовые проницаемости воды и нефти соответственно;  $\mu_n$ ,  $\mu_b$  – вязкости нефти и воды соответственно;  $R_k$ ,  $r_c$  – радиус контура питания и радиус скважины соответственно.

Если поддерживать ту же депрессию, то дебит скважины возрастет до 20 раз (с учетом фазовых проницаемостей) или до 100 м<sup>3</sup>/сут воды. Таким образом, сни-

жение дебита нефти после начала обводнения скважины сопровождается увеличением коэффициента продуктивности скважины и многократным ростом объема попутно добываемой воды.

В этих условиях приходится регулировать отборы жидкости, чтобы не извлекать из пласта воду, которая не совершает полезной работы по вытеснению нефти. Предел, до которого можно снизить депрессию на пласт, определится уравниванием действия приложенных гидродинамических сил с действием капиллярных и гравитационных сил в зонах, удаленных от скважин, т.е. там, где происходит выработка запасов нефти из блоков матрицы. При этом действие капиллярных и гравитационных сил остается неизменным (если, конечно, не применять вытесняющие агенты, изменяющие смачиваемость и поверхностное натяжение на границе раздела фаз).

Таким образом, надо снизить скорость фильтрации воды в трещинах вдали от скважины, однако не ниже скорости капиллярной пропитки, чтобы не допустить снижения темпов выработки запасов нефти в блоках. Для обеспечения такого условия зададим равенство скорости фильтрации воды в трещинах и скорости капиллярной пропитки блоков матрицы на фронте вытеснения:

$$v_m = v_k, \quad (2)$$

$$v_m = \frac{m_T \delta^2}{12\mu_b} \frac{p_k - p_c}{\ln R_k/r_c} \cdot \frac{1}{r}, \quad (3)$$

$$v_k = \frac{\lambda_0 l}{\mu_n} p_{кан}, \quad (4)$$

где  $v_m$  – скорость плоскорадиальной фильтрации воды через трещинную породу на расстоянии  $r$  от оси скважины [2];  $v_k$  – скорость капиллярной пропитки блоков;  $p_k$ ,  $p_c$ ,  $p_{кан}$  – вязкости нефти и воды, мПа·с;  $r$ ,  $l$  – давление на контуре питания, забойное давление и капиллярное давление, МПа;  $m_T$ ,  $\delta$  – расстояние до фронта пропитки и линейные размеры блока матрицы, м;  $\alpha_0 = \bar{\alpha} k_{\bar{\alpha}l}/l^2$  – пористость (д. ед.) и раскрытость трещин, м;  $\bar{\alpha}$  – безразмерный коэффициент, зависящий от геометрических характеристик блока матрицы,  $k_{\bar{\alpha}l}$  – проницаемость блока, м<sup>2</sup>.

Полагая  $r=R_k$  и приравнивая соотношения (3) и (4), получим значения для минимальной депрессии:

$$p_k - p_c = \frac{12\alpha_0\mu_b l}{m_T \mu_n \delta^2} \cdot R_k \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} p_{кан}. \quad (5)$$

Полученное соотношение позволяет уравновесить скорость движения воды по трещинам и скорость капиллярной пропитки, предупредить преждевременное обводнение скважины, обеспечить более полный охват пласта за-

воднением, и, следовательно, повысить нефтеизвлечение. К трудноизвлекаемым запасам нефти, кроме месторождений с трещинно-поровым типом коллектора, можно отнести и высокообводненные месторождения. В течение последних нескольких десятков лет основным методом воздействия на пласты большинства месторождений является метод заводнения, который характеризуется значительными объемами закачки и отбора воды. Интенсивная выработка запасов нефти из неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных горизонтов нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением интенсивной системы заводнения, привела к опережающему отбору нефти из высокопроницаемых коллекторов и, как следствие, ухудшению структуры запасов в сторону резкого увеличения доли трудноизвлекаемых. В результате к настоящему времени проблема рациональной доразработки заводненных месторождений стала одной из наиболее актуальных и значимых [3].

В заводненных пластах содержится немалая доля остаточных извлекаемых запасов нефти, которые обеспечивают значительную часть текущей добычи. Для обеспечения эффективного извлечения оставшейся нефти необходимо как дальнейшее усовершенствование системы разработки и режима заводнения, так и более дифференцированное регулирование отборов жидкости, интенсификация отборов из водонефтяных и высокообводненных частей залежи и др.

Явление изменения обводненности продукции при изменении дебита скважин давно известно на практике [4, 5]. Причем для одних скважин с увеличением отбора жидкости процент содержания воды уменьшается, для других – сохраняется неизменным, для третьих – увеличивается. Задача определения реакции скважин при изменении отбора жидкости до настоящего времени не имеет точного решения, все рекомендации в этом плане сводятся преимущественно к проведению промысловых экспериментов.

Теоретические рассуждения позволяют прийти к выводу, что важной причиной такого явления является неравномерное поле давления, образующееся в процессе эксплуатации залежи. Неравномерность поля пластового давления образуется вследствие неравномерности компенсации отбора продукции закачкой, неоднородности пласта, длительного времени, необходимого для перераспределения и выравнивания пластового давления в процессе разработки.

При помощи трехмерного моделирования были получены результаты, доказывающие, что при изменении

дебита жидкости происходит снижение обводненности, а также выработаны критерии подбора скважин для регулирования дебитов с целью снижения обводненности [6]. Модель пласта представляла собой параллелепипед с расположенной на нем добывающей скважиной. С одной стороны осуществлялась закачка воды, с другой стороны находился контур нефтеносности. Давления на контуре нагнетания и контуре нефтеносности были разными, что позволило промоделировать обводнение скважины «высоконапорной» и «низконапорной» водой. На основе анализа динамики обводнения продукции при различных режимах работы скважины была получена зависимость обводненности от дебита добывающей скважины. Для случая обводнения «высоконапорной» водой, при котором пластовое давление в зоне, откуда в скважину притекает вода, выше, чем пластовое давление в зоне, откуда идет приток нефти, при уменьшении дебита жидкости наблюдается рост обводненности, а при увеличении дебита жидкости, напротив, обводненность снижается (рис. 1). И, напротив, для случая обводнения «низконапорной» водой, при котором пластовое давление в зоне притока воды ниже, чем пластовое давление в зоне притока нефти, картина обратная (рис. 2). Причем на фоне снижения дебита по жидкости дебит по нефти даже увеличивается.

Следовательно, в случае обводнения скважин «высоконапорной» водой необходимо увеличение дебита скважин, что приведет к снижению обводненности продукции, а в случае обводнения скважин «низконапорной» водой необходимо снижение дебита скважин, это также приведет к снижению обводненности. Преимуществами предлагаемых методов является:

- а) снижение уровня попутно добываемой воды, при этом уровень добычи нефти остается прежним или даже увеличивается;
- б) большая длительность эффекта от применения в отличие от других методов (длительность эффекта может достигать нескольких десятков лет);
- в) экологичность (не происходит закачки в пласт различных химических соединений).

На основе анализа полученных результатов предлагается методика выбора обводненных скважин для проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации притока и по селективной изоляции вод. На основе анализа процесса разработки была построена зависимость водонефтяного фактора по времени, были предложены мероприятия по снижению обводненности добываемой продукции. Для скважин, об-

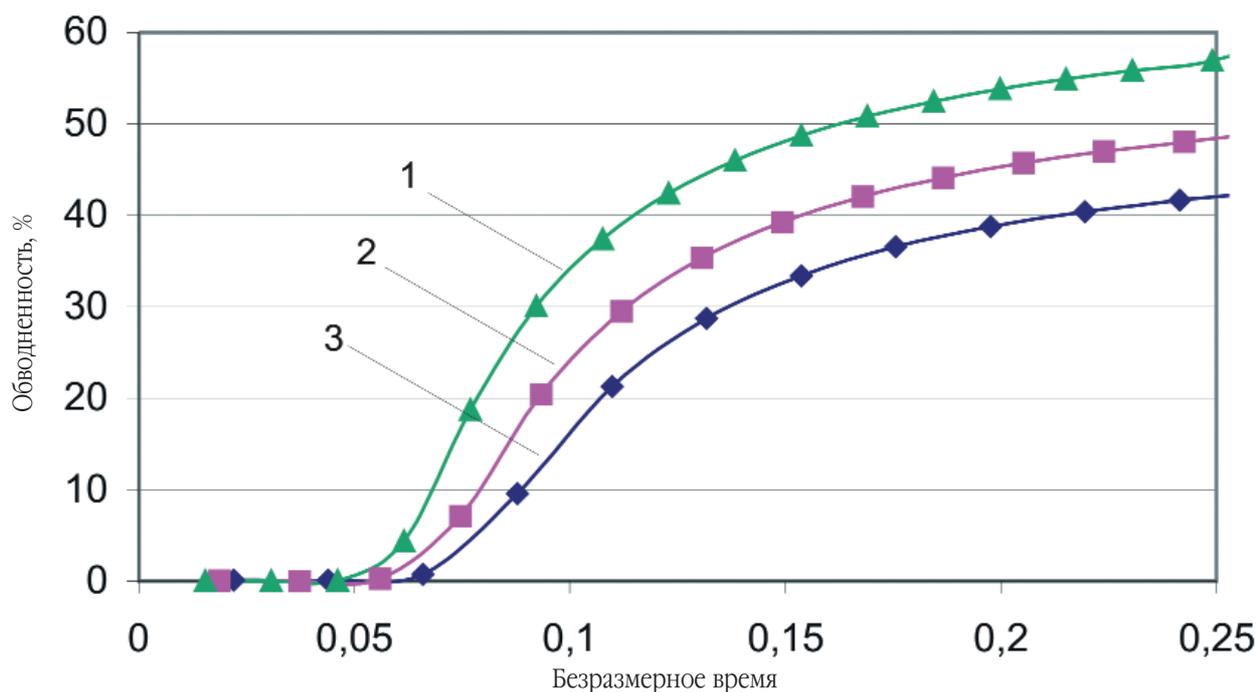


Рис. 1. Зависимость обводненности от времени для случая, при котором приток воды в скважину идет из зоны с давлением большим, чем приток нефти: 1 – дебит скважины  $q = 70$  т/с; 2 – дебит скважины  $q = 85$  т/с; 3 – дебит скважины  $q = 100$  т/с

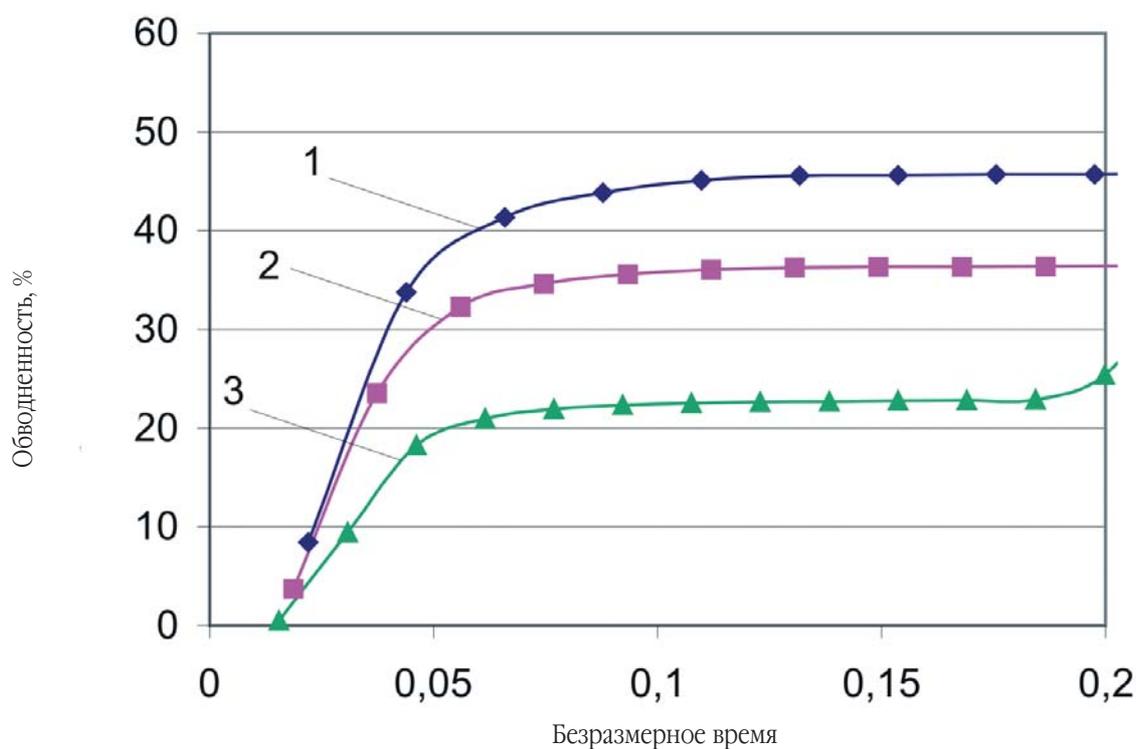
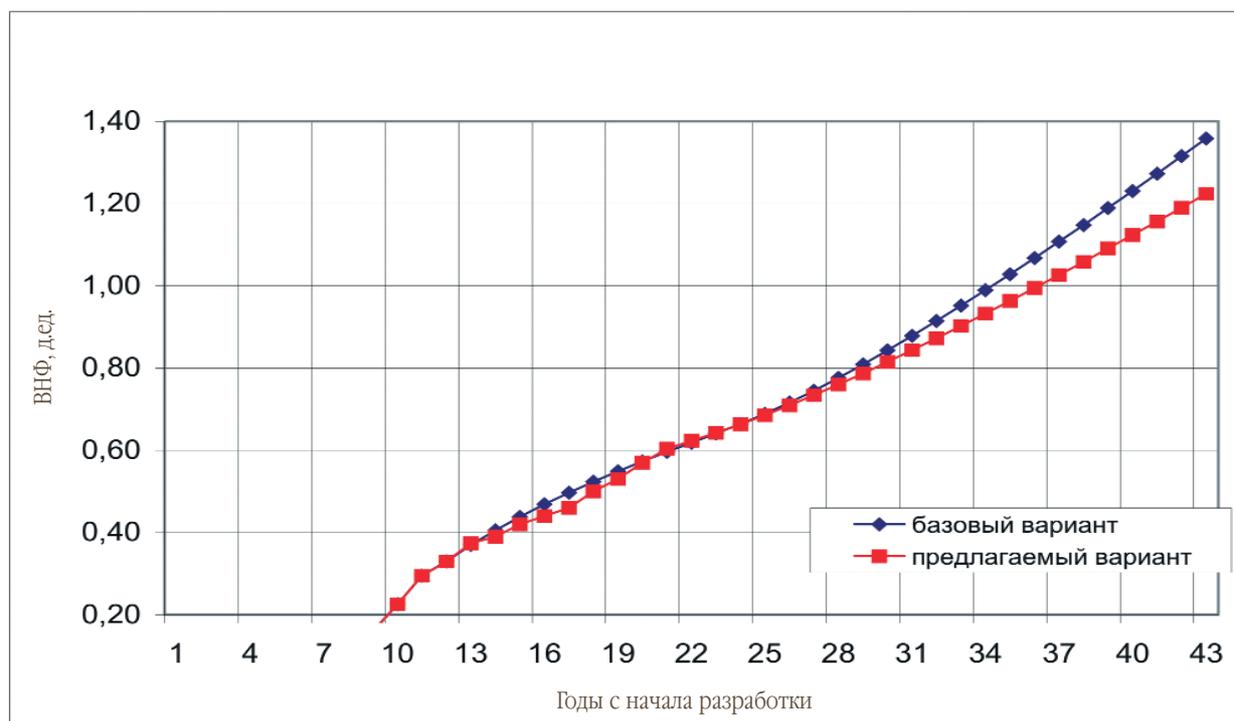


Рис. 2. Зависимость обводненности от времени для случая, при котором приток воды в скважину идет из зоны с давлением меньшим, чем приток нефти: 1 – дебит скважины  $q = 100$  т/с; 2 – дебит скважины  $q = 85$  т/с; 3 – дебит скважины  $q = 70$  т/с



**Рис. 3. Динамика водонефтяного фактора (ВНФ) по времени для базового и предлагаемого вариантов**

воднящихся «высоконапорной» водой, рекомендуется проводить работы по стимуляции добычи нефти, для скважин, обводняющихся «низконапорной» водой, рекомендуется осуществлять изоляцию водонасыщенных пропластков. Моделирование показало, что в результате проведенных мероприятий по предлагаемому способу удалось добиться снижения добычи воды по сравнению с базовым вариантом на 13% (рис. 3). Добыча нефти при этом осталась на том же уровне, тем самым коэффициент нефтеотдачи по сравнению с известным способом не уменьшился.

Данная методика позволяет повысить эффективность разработки нефтяного месторождения за счет сокращения отбора попутной воды, не снижая при этом КИН, путем проведения на скважинах мероприятий по восстановлению или повышению продуктивности либо водоизоляционных работ.

Таким образом, предложенные методы регулирования разработки позволяют продлить срок безводной эксплуатации скважины, снизить обводненность продукции, повысить коэффициент нефтеизвлечения карбонатных и терригенных коллекторов. Использование геолого-гидродинамических моделей для решения данных задач позволяет привлечь полный комплекс имеющейся информации об объекте разработки, способст-

вует оптимизации процесса регулирования разработки путем проведения многовариантных расчетов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Родионов И.В. Проблемы применения передовых методов нефтеизвлечения в нефтегазодобывающей отрасли // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 17-18.
2. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н. и др. Подземная гидравлика / Учебник для ВУЗов – М.: Недра, 1986. – 303 с.
3. Жданов С.А., Бученков Л.Н. Повышение эффективности доразработки заводненных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 3. – С. 26-29.
4. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. – М.: Недра, 1967. – 132 с.
5. Зюрин В.Г. Особенности эксплуатации высокообводненных скважин Арланского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 1. – С. 13-15.
6. Насыбуллина С.В. Исследование зависимости обводненности добываемой продукции от дебита скважин // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: Тезисы докл. молодежной науч.-практич. конф. ОАО «Татнефть». Ч. 1. – Альметьевск, 2002. – С. 61-65.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАКЕТА ПРОГРАММ «ЛАЗУРИТ» ДЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Абдулмазитов Р.Г., Латифуллин Ф.М.,  
Смирнов С.В., Бармакова А.А. (ТатНИПИнефть)

В современном нефтедобывающем производстве для повышения его эффективности широко используются компьютерные базы данных, большой набор пакетов сервисных программ и различные геолого-технологические модели. Для уровня месторождений создаются системы проектирования, анализа, контроля и управления процессами разработки, базирующиеся на следующих принципах:

- построении постоянно действующих геолого-технологических моделей объектов;
- их регулярном уточнении по данным бурения новых скважин, геофизических и гидродинамических исследований, по промысловым данным;
- выборе мероприятий по усовершенствованию системы разработки, исходя из результатов математического моделирования.

Наиболее известные зарубежные программные комплексы созданы фирмами Landmark Halliburton Int, Schlumberger, Roxar Software Solutions, Tigris. Зарубежными фирмами приводятся данные о значительном увеличении нефтеотдачи и текущей добычи благодаря использованию геолого-технологических моделей. За последнее десятилетие в связи с развитием аналогичных работ на российском рынке это направление более интенсивно стало развиваться и в российских компаниях. Опыт работы с зарубежными системами позволил выявить ряд их недостатков применительно к российским условиям. Основными из них являются:

- незащищенность от зашумленности (сравнительно низкого качества и неполноты) исходных данных по многим отечественным объектам;

- большой объем требуемых вычислительных ресурсов (оперативная и дисковая память, быстродействие процессоров);
- чрезвычайно высокая трудоемкость адаптации гидродинамической модели для крупных многопластовых месторождений с длительной историей;
- закрытость большей части программного обеспечения для их модификации, исправлений, добавлений;
- высокая стоимость лицензий и их поддержки.

В силу этого, наряду с программными комплексами зарубежных фирм, многие российские нефтяные компании используют отечественные программные продукты. Наиболее известными из них являются LAURA, ГЕОПАК, ТРИАС, ГРАНАТ, ТЕХСХЕМА, ЛАЗУРИТ и некоторые другие. Эти программные комплексы обобщают многолетний опыт российских ученых и специалистов в области проектирования, анализа, контроля, управления процессами разработки и геолого-технологического моделирования нефтяных месторождений.

Комплексы геолого-технологического моделирования нефтяных месторождений формулируются с целью достижения наибольшей детальности для обеспечения максимальной точности расчетов. Очевидно, что сама точность расчетов не является целью, важна максимальная адекватность результатов моделирования реальным геологическим условиям и процессам разработки. Но на сегодняшнем уровне развития вычислительной техники при моделировании крупных месторождений большая подробность, потенциально заложенная в компьютерные программы, не всегда дает возможность достичь большей адекватности результатов. В ТатНИПИнефть разработана оригинальная геолого-технологическая модель нефтяного месторождения – пакет программ «ЛАЗУРИТ»

– построенная по принципу «максимально возможная подробность при минимальном объеме данных» [1]. Очевидно, что в данный принцип заложено противоречивое требование, однозначного разрешения которого нет, а предложенная модель является лишь одним из многих возможных решений. Однако она позволила эффективно решать ряд актуальных задач автоматизированного анализа и проектирования разработки Ромашкинского месторождения Республики Татарстан – одного из крупнейших месторождений мира [2].

Моделирование нефтяных месторождений сопровождается хранением и обработкой большого объема геолого-промысловой информации. Поэтому эффективность управления данными во многом определяет пользовательские качества системы моделирования и в конечном счете сказывается в объеме решаемых ею задач. В пакете программ «ЛАЗУРИТ» при построении модели используется специализированная система управления данными, разработанная на основе анализа основных свойств геолого-промысловой информации. При этом все данные, используемые при моделировании, группируются в небольшое количество одно-, двух- и трехмерных таблиц, условно названных векторами, матрицами и кубами.

В одномерные таблицы сгруппированы скалярные данные. Данные, зависящие только от одного параметра, например, только от скважин собраны в матрицы. Данные, зависящие от двух параметров, например, от скважин и пластов объединены в трехмерные таблицы – кубы. Векторы, матрицы и кубы являются бинарными файлами, т.е. данные в них хранятся во внутренне машинном, двоичном коде. Изложенная база данных реализована в виде небольшого универсального, независимого от модели пакета программ, который может быть успешно использован в других прикладных системах.

Одной из важнейших задач автоматизации анализа и проектирования нефтяных месторождений является многократное уменьшение объемов рутинных, технических работ, отнимающих много времени и мешающих проектировщику сосредоточиться на творческих задачах. В пакете программ «ЛАЗУРИТ» предлагается специализированная система управления расчетами, позволяющая автоматизировать процесс моделирования вплоть до автоматического режима, выполняемого (после подготовки всех данных и задания управляющих параметров) без вмешательства человека. Для моделирования месторождения используются более ста расчетных программ, каждая

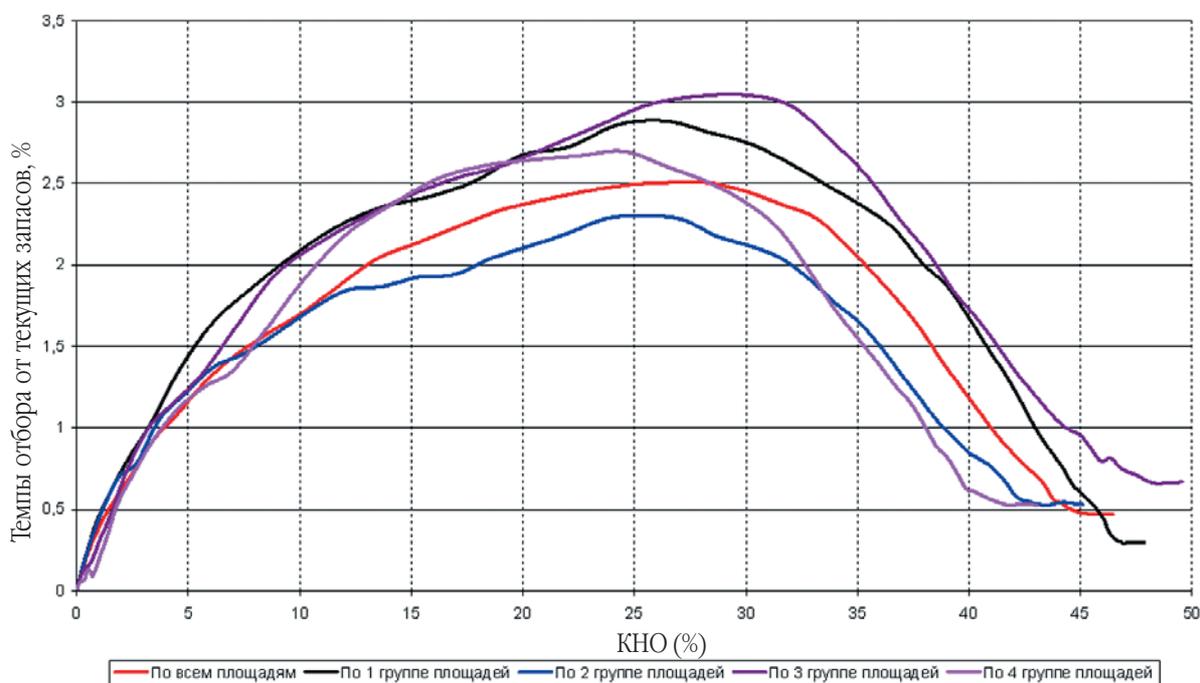
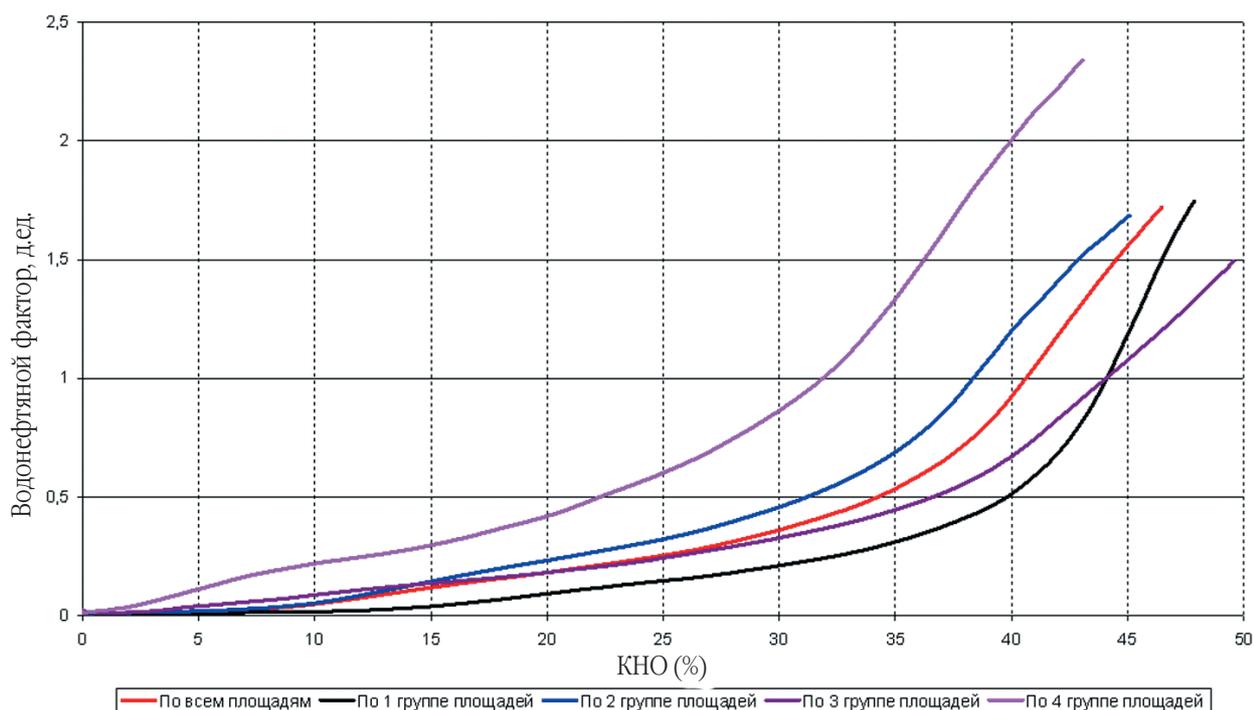


Рис. 1. Зависимость темпов отбора нефти от величин отбора балансовых запасов по группам площадей Ромашкинского месторождения



**Рис. 2. Зависимость водонефтяных факторов от величин отбора балансовых запасов по группам площадей Ромашкинского месторождения**

из которых решает определенную задачу. В процессе моделирования управляющая программа вызывает из библиотеки в интерактивном или автоматическом режиме необходимые модули, создавая у пользователя иллюзию, что все задачи решаются одной программой.

Пакет программ «ЛАЗУРИТ» позволяет детально исследовать множество технологических показателей разработки. В качестве примера на рис. 1 приведены графики темпов отбора нефти по группам площадей и в целом по кыновским и пашийским горизонтам Ромашкинского месторождения в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи. При этом для проведения сопоставительного анализа площади месторождения разбиты на 4 группы:

1-я группа – высокопродуктивные центральные площади: Абдрахмановская, Южно-Ромашкинская, Миннибаевская, Павловская;

2-я группа – примыкающие к центральным площадям: Зай-Каратайская, Альметьевская, Северо-Альметьевская, Восточно-Сулеевская, Зеленогорская;

3-я группа – краевые площади с базисными пластами: Березовская, Сармановская, Ташлиярская, Чишминская, Алькеевская, Азнакаевская;

4-я группа – краевые площади без базисных пластов: Западно-Ленингорская, Куакбашская, Холмовская, Карамалинская, Восточно-Ленингорская, Южная.

Эти графики показывают:

- а) все группы площадей находятся на завершающей стадии разработки;
- б) наибольшими темпами разрабатывались площади 3-й группы и на завершающей стадии разработки темпы отбора по этой группе заметно выше других;
- в) в последние годы наблюдается тенденция к стабилизации темпов отбора по всем группам площадей на уровнях от 0,3% по 1-й группе, до 0,66% по 3-й группе, 0,47% в целом по всем площадям.

На рис. 2 приведены графики водонефтяных факторов (ВНФ) по группам площадей и в целом по кыновским и пашийским горизонтам Ромашкинского месторождения в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи. На этих графиках хорошо видно влияние геологических факторов на технологические показатели разработки.

В частности, по данным кривым зависимости ВНФ от КНО можно предположить, что максимальное значение коэффициента конечной нефтеотдачи будет достигнуто по краевым площадям с базисными пластами (3-я группа); минимальное значение – по

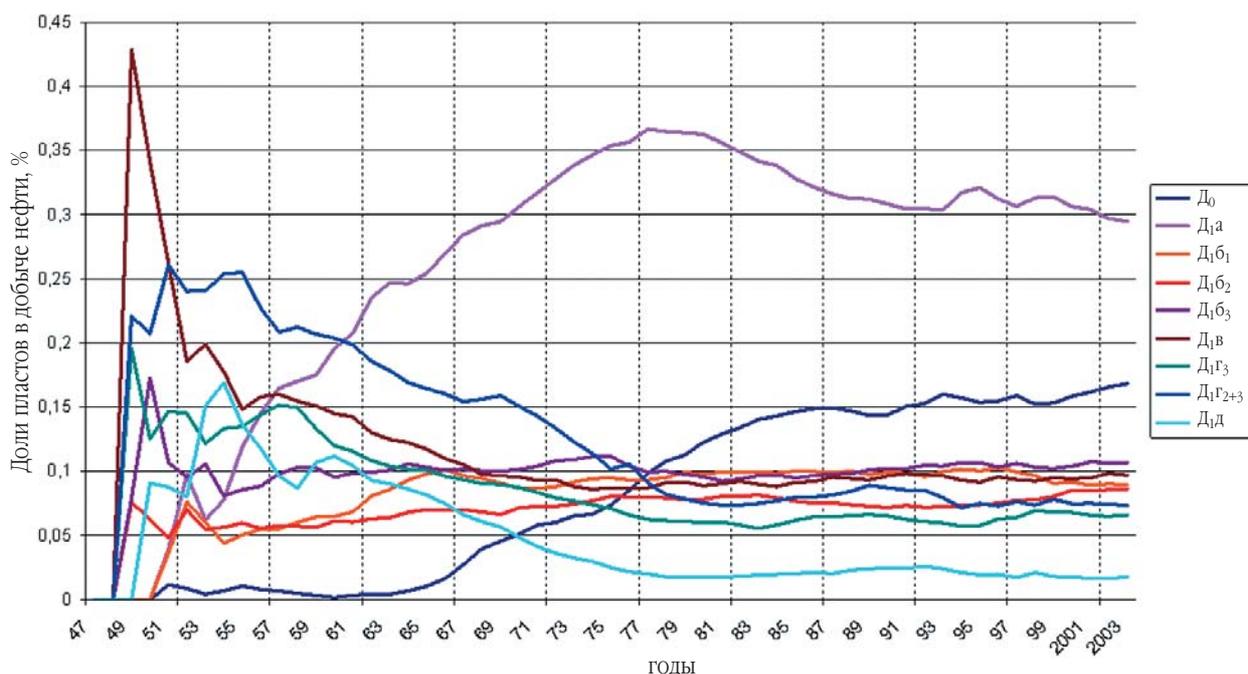


Рис. 3. Доля пластов в добыче нефти по кыновским и пашийским горизонтам Ромашкинского месторождения

краевым площадям без базисных пластов (4-я группа); его среднее по всем площадям значение будет близко к показателям центральных площадей (1-я и 2-я группы).

В пакете программ «ЛАЗУРИТ» на основе геолого-технологической модели многопластового нефтяного месторождения разработаны компьютерные программы для автоматизированного распределения отборов нефти, воды и закачки по пластам. При этом программы распределения анализируют интервалы перфорации-изоляции, толщин, проницаемостей пластов, а также классов коллекторов по принятой в ОАО «Татнефть» классификации пород; учитывают характер залегания пластов по разрезу, площади, их геометрические параметры, потенциал воздействия действующих добывающих и нагнетательных скважин на каждый пласт; используют ряд параметров настройки алгоритмов, подобранных эмпирически.

Задача распределения отборов жидкости и закачки решается в четыре этапа.

На первом этапе осуществляется автоматическое распределение отборов нефти, воды и объемов закачки по пластам. При этом с помощью диалоговой интерфейсной программы устанавливаются на значения «Да» или «Нет» 6 управляющих параметров:

- 1) учет зон слияния;
- 2) учет пропластков;
- 3) учет размеров линз – количество вскрывших их скважин;
- 4) учет интенсивности разработки линз – отношения количества перфорированных нагнетательных скважин к добывающим;
- 5) учет типов разрезов;
- 6) округление результатов до 5 %.

На втором этапе осуществляется автоматическое уточнение распределения отборов воды по тем скважинам и годам, по которым на первом этапе получены ненулевые проценты распределения по двум и более пластам.

На третьем этапе при необходимости с помощью диалоговой интерфейсной программы выполняется дополнительное уточнение процентов распределения отборов нефти, воды, объемов закачки по пластам на основе дополнительных, не вложенных в модель данных.

На четвертом завершающем этапе по каждой побывавшей в эксплуатации и/или закачке скважине, по всем годам разработки, согласно полученным процентам распределения, автоматически вычисляются

ся отборы нефти, воды и объемы закачки по каждому пласту.

На рис. 3 приведен график долей пластов в добыче нефти по кыновским и пашийским горизонтам Ромашкинского месторождения. На основе распределений отборов нефти, жидкости, объемов закачки далее вычисляются годовые и накопленные добычи нефти, жидкости, объемов закачки по пластам. Эти данные, в свою очередь, позволяют вычислить множество технологических показателей разработки по каждому пласту в динамике по годам: обводненностей, водонефтяных факторов, плотностей сетки действующего фонда скважин, темпов отборов, текущих значений коэффициентов нефтеотдачи и т.д. На рис. 4 приведены графики обводненностей продукции по пластам кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения в динамике по годам.

По этим графикам видно, что обводненность продукции по пласту  $D_0$  кыновского горизонта на всех стадиях разработки заметно ниже, чем по пластам пашийского горизонта. В последние годы разработки наименьшая обводненность продукции – по пласту  $D_{1б2}$  (около 0,81), наибольшая – по пласту  $D_{1г2+3}$  (около 0,94).

Тем самым пакет программ «ЛАЗУРИТ» позволяет выполнить детальный анализ показателей разработки каждого пласта, площади, месторождения в целом; выявить недостатки в системе разработки и наметить мероприятия по ее усовершенствованию.

Планирование мероприятий по усовершенствованию системы разработки на основе просмотра результатов моделирования, большого числа карт, рисунков, графиков, таблиц и т.д. для многопластовых месторождений с большим числом скважин и длительной историей является трудоемким и малоэффективным. В пакете программ «ЛАЗУРИТ» созданы автоматизированные технологии выбора участков и скважин для:

- применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН);
- повышения эффективности работы старого фонда скважин путем зарезки боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС);
- бурения горизонтальных скважин (ГС) и многозабойных скважин (МЗС).

При этом анализируемый объект разбивается на множество элементов воздействия. Из них выбираются проблемные участки, по которым технологи-

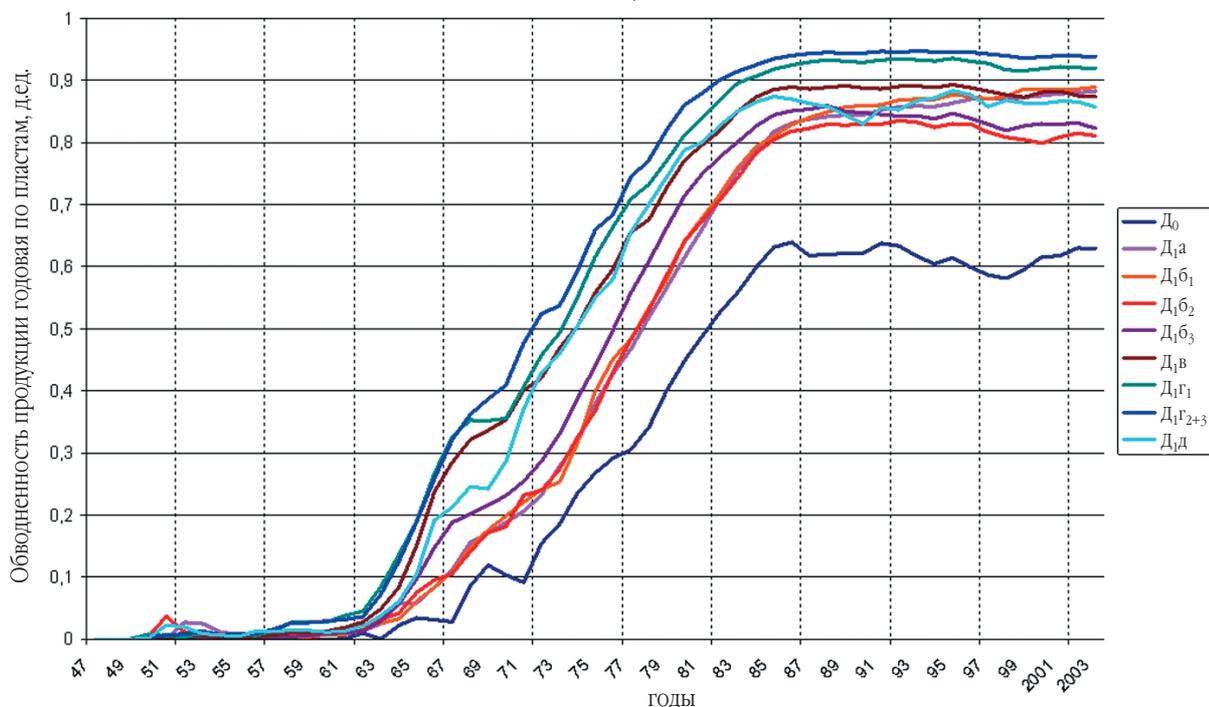


Рис. 4. Динамика обводненности продукции по пластам кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения

ческие показатели разработки не соответствуют сложности геологического строения и интенсивности технологических факторов воздействия [3, 4]. На этих участках осуществляется многокритериальная оценка их пригодности для использования технологий увеличения нефтеизвлечения и интенсификации добычи. Выбираются скважины – кандидаты для зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов и выполняется поиск участков для бурения горизонтальных скважин. После чего осуществляется автоматизированный комплексный анализ выработанных проектных решений по усовершенствованию системы разработки путем проведения МУН, зарезки БС, БГС, бурения ГС, МЗС. Если зарезка бокового ствола невозможна по техническим причинам, то она заменяется на бурение вертикально наклонной или горизонтальной скважины. Также анализируется возможность замены проектной ГС на БГС. На основе данного анализа на каждом из проблемных участков выбираются наиболее приемлемые проектные решения.

На завершающем этапе с использованием трехмерных геолого-технологических моделей объекта выбранные проектные решения моделируются, выполняется прогноз показателей вариантов, наиболее эффективные из них рекомендуются к внедрению.

## Список литературы

1. Пат. 2191893 Российская Федерация. Способ разработки многопластового нефтяного месторождения с большим количеством скважин и с продолжительным сроком эксплуатации/ Латифуллин Ф.М., Абдулмазитов Р.Г., Юсупов Р.М., Хисамов Р.С.; заявл. 18.07.2001; опубл. 2002, Бюл. № 30. – 5 с., ил.
2. Абдулмазитов Р.Г., Латифуллин Ф.М., Блинов А.Ф. и др. Анализ геологического строения и технологических показателей разработки пластов девонских горизонтов Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений на основе АРМ «ЛАЗУРИТ» // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Труды Всероссийской науч.-технич. конфер. Т. 1. – Альметьевск, 2001. – С. 30-42.
3. Компьютерная технология планирования и оценки технологической эффективности МУН ОАО «Татнефть»/ Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Р.Г. Абдулмазитов, Ф.М. Латифуллин, Н.Р. Нурутдинов, С.В. Смирнов // Повышение нефтеотдачи пластов: Сб. трудов 12 Европейского симпозиума, Казань, 2003. – С. 706-708.
4. Автоматизированный выбор проблемных участков для применения методов увеличения нефтеизвлечения / Р.С. Хисамов, Г.Н. Фархутдинов, А.И. Хисамутдинов, Ф.М. Латифуллин, Р.Р. Ибатуллин, Р.Г. Абдулмазитов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 10. – С. 74-77.

## АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОДБОР УЧАСТКОВ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ, БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ, БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И АНАЛИЗ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛИ

Фазлыев Р.Т., Латифуллин Ф.М., Антонов О.Г.  
(ТатНИПИнефть)

Бурение боковых и боковых горизонтальных стволов (БС, БГС) из бездействующего, малодебитного и нерентабельного фонда скважин, а также бурение горизонтальных (ГС) и многозабойных (МЗС) скважин на сегодняшний день является одним из наиболее эффективных способов интенсификации добычи нефти на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. В начале разработки по большинству скважин вскрыт весь нефтенасыщенный интервал пласта. После достижения предельно рентабельного дебита или критического значения обводненности, скважины выводились из эксплуатации. В результате менее продуктивные прослои, линзы и застойные зоны остаются не выработанными. В связи с этим зарезка БС, БГС из старых скважин и бурение ГС и МЗС в слабодренлируемых зонах – это решение первоочередных задач ОАО «Татнефть», – восстановление фонда скважин, повышение их рентабельности и достижение высоких значений конечной нефтеотдачи пластов.

Зарезка боковых горизонтальных стволов является достаточно сложным и дорогостоящим видом работ. Поэтому при выборе скважин, планируемых для зарезки БС, БГС, участков для бурения ГС, их размещении по площади и разрезу, необходимо учитывать технические и технологические факторы, которые могут существенно повлиять на успешность и эффективность проведения работ [1, 2].

Выбор скважин и участков для зарезки БС, БГС проводится на основе геолого-промыслового анализа, который позволяет определить наличие неизвлеченных запасов нефти из бездействующих скважин. Перед бу-

рением оценивается техническая возможность зарезки БГС из этих скважин, определяется оптимальная глубина интервала забуривания ствола, способы вскрытия обсадной колонны и ориентирования отклоняющей компоновки при забуривании и бурении ствола. Затем рассчитывают проектный профиль ствола и определяют способ крепления и освоения бокового, бокового горизонтального ствола. После этого, если условия выполняются, проводится зарезка дополнительного ствола с последующим проведением комплекса геофизических исследований. На основе анализа результатов исследований определяют нефтенасыщенные интервалы. Дополнительные забои удалены от основных в большинстве случаев не более чем на 100 метров [3].

В ТатНИПИнефть для уменьшения временных затрат на поиск проектных решений и повышения их обоснованности создана автоматизированная технология выбора скважин для зарезки боковых, боковых горизонтальных стволов и участков для бурения горизонтальных скважин. При этом поиск возможных вариантов планируемых мероприятий выполняется на основе программного комплекса АРМ «ЛАЗУРИТ». Анализ технологической эффективности вариантов проектных решений осуществляется на основе расчетов по трехмерной гидродинамической модели анализируемого объекта.

При поиске скважин для зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов геолого-технологическая модель АРМ «ЛАЗУРИТ» анализируемого объекта автоматически разбивается на множество элементов воздействия по приведенной в [4] методике. Из них выбираются проблемные участки, по которым технологические показатели разработки не соответст-

вуют сложности геологического строения и интенсивности технологических факторов воздействия. Далее на проблемных участках осуществляется автоматизированный выбор скважин – кандидатов для резки боковых и боковых горизонтальных стволов. При этом анализируются:

- низкоприемистые нагнетательные скважины;
- малодебитные добывающие скважины;
- бездействующий фонд;
- простаивающий фонд;
- намеченные для бурения дублеры;
- скважины, вскрывшие большое число продуктивных пластов;
- скважины с нарушениями колонны;
- скважины с заколонной циркуляцией воды.

Планирование размещения боковых и боковых горизонтальных стволов осуществляется на подробной трехмерной геолого-гидродинамической модели (ПДМ) объекта. По каждому БС, БГС выполняется индивидуальное моделирование ствола в трехмерном визуализаторе InnerGaze [5]. Исходя из локальных структур, величины плотности остаточных запасов нефти, мощности пласта, проницаемости и нефтенасыщенности коллекторов выбираются направление и длина ствола. Задаются предполагаемые интервалы перфорации пластов, после чего формируется таблица, содержащая все планируемые БС и БГС по анализируемому объекту.

По аналогичной методике в автоматизированном режиме на основе программного комплекса АРМ «ЛАЗУРИТ» выполняется выбор участков для бурения горизонтальных скважин. При этом анализируются:

- возможность увеличения дебитов и приемистости скважин на участках малопродуктивных коллекторов;
- уменьшения отбора попутной воды в водонефтяных зонах за счет снижения депрессии на пласт;
- вовлечения в разработку тупиковых, застойных зон и небольших линз.

Размещение горизонтальных стволов осуществляется с учетом локальных структур, коллекторских свойств и плотности остаточных запасов нефти на трехмерной геолого-гидродинамической модели объекта и формируется таблица планируемых к бурению ГС. В качестве примера на рис. 1 и 2 приведен один из проблемных участков Абдрахманов-

ской площади Ромашкинского месторождения с планируемой к бурению горизонтальной скважиной.

Дальнейшие проектные решения принимаются на основе расчетов на трехмерной гидродинамической модели анализируемого объекта. Для этого сначала осуществляется прогноз технологических показателей разработки базового варианта (без мероприятий). При этом:

- определяется длительность прогнозируемого периода. Для решения оперативных задач управления разработкой – это, обычно, 5-7 лет, при составлении проектов разработки – 40-50 и более лет;
- на прогнозируемый период по всем действующим добывающим и нагнетательным скважинам задаются забойные давления, полученные на модели на последнюю дату смоделированной истории разработки;
- дебиты жидкости, нефти, приемистости вычисляются по модели согласно заданным условиям;
- вычисляется прогноз технологических показателей каждой скважины и моделируемого объекта в целом на заданный период.

А затем подготавливаются моделируемые мероприятия:

- в единый список собираются все скважины – кандидаты для резки БС, БГС и участки для бурения ГС;
- выполняется наложение списка на трехмерную модель, анализируется качество поскважинной адаптации модели на участках скважин – кандидатов; для моделирования, как правило, оставляются те из них, которые попадают на хорошо адаптированные (поскважинно) участки модели либо выполняется доадаптация модели;

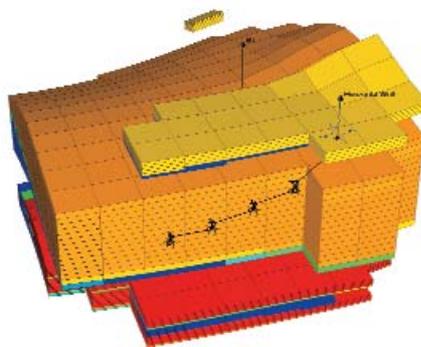


Рис. 1. Участок с планируемой горизонтальной скважиной

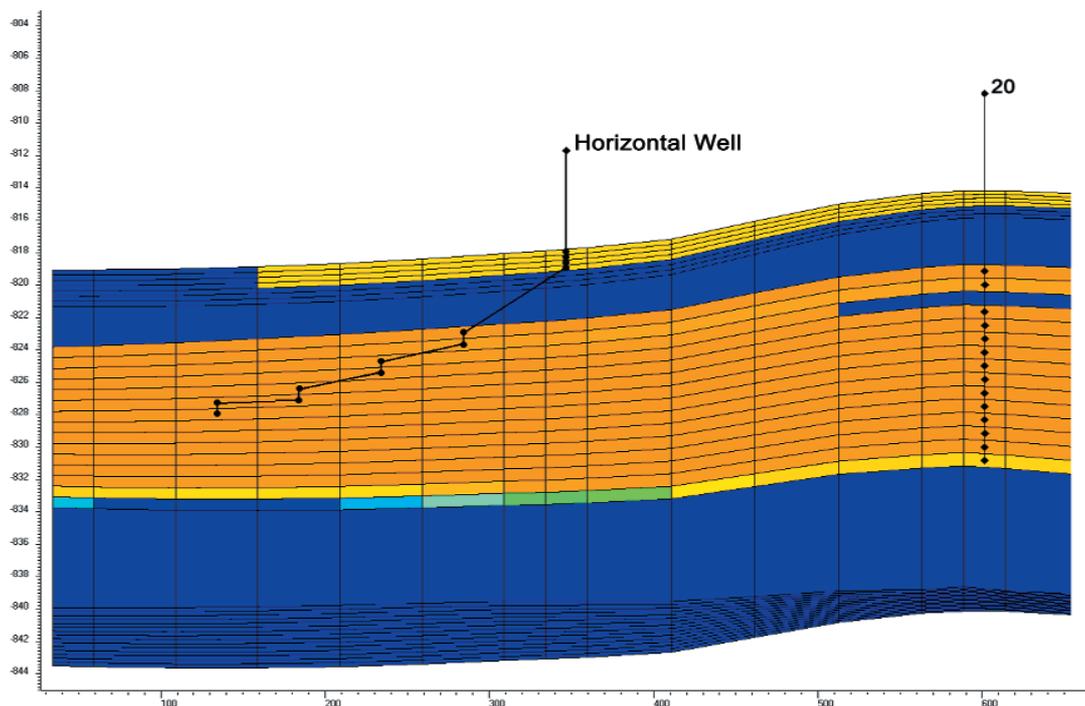


Рис. 2. Разрез по участку с планируемой горизонтальной скважиной

- по каждому БС, БГС, ГС задаются интервалы перфорации пластов. Если на скважинах с БС, БГС не моделируется многозабойная структура, то основной (существующий) ствол отключается;
- по всем проектным добывающим скважинам устанавливается режим задания депрессии, например, «забойные давления на 1,0 МПа меньше пластовых», или же из учета мощности планируемых к использованию насосов;
- по всем нагнетательным скважинам устанавливается режим поддержания фиксированного забойного давления.

Трехмерное гидродинамическое моделирование является достаточно трудоемкой операцией. Поэтому для оптимального использования дорогостоящих и дефицитных ресурсов перед прогнозом в один список собираются все скважины – кандидаты для зарезки БС, БГС и участки для бурения ГС, МЗС. При этом, если плотность мероприятий велика, то неизбежно будет наблюдаться их сильная интерференция. Несмотря на это, для предварительной, грубой оценки эффективности планируемых мероприятий первый прогон прогноза следует выполнить, объединив все мероприятия, после чего нужно уточнить очередность моделируемых мероприятий на по-

вторных прогонах модели. При этом на сложных объектах разработки количество прогонов, необходимых для принятия обоснованных решений, составляет десять и более.

Далее осуществляется тщательный анализ прогнозируемых технологических показателей вариантов разработки с сопоставлением их с базовым вариантом. Наиболее эффективные мероприятия рекомендуются к внедрению. На завершающем этапе все рекомендуемые к зарезке БС, БГС и к бурению ГС наносятся на карту плотности остаточных запасов нефти. В качестве примера на рис. 3 отображена карта плотности остаточных запасов нефти горизонта  $D_1$  третьего блока Абдрахмановской площади с нанесенными условными обозначениями скважинами для зарезки БС, БГС и бурению ГС по одному из вариантов.

### Список литературы

1. Опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры в ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев и др. // Нефть и капитал. Технологии ТЭК. – 2004. – № 6. – С. 19-25.
2. Фазлыев Р.Т. К вопросу проектирования систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Горизонтальные скважины:

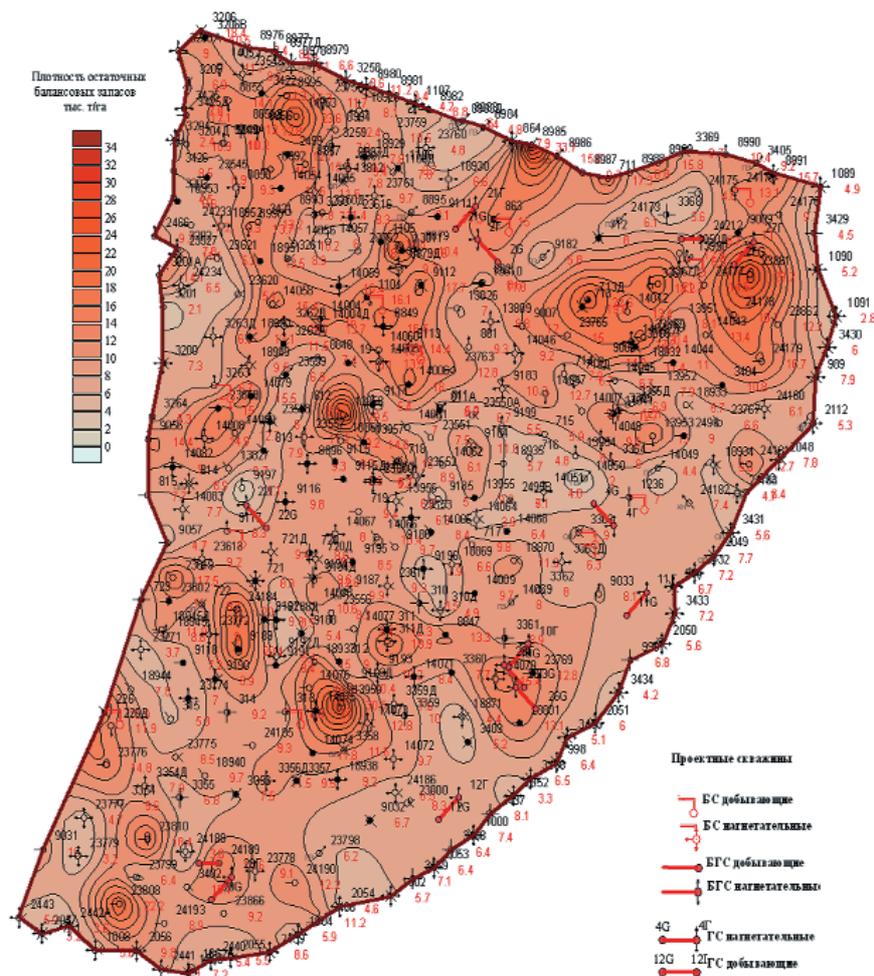


Рис. 3. Карта плотности остаточных запасов нефти горизонта  $D_1$  третьего блока Абдрахмановской площади

- бурение, эксплуатация, исследования. – Казань: МастерЛайн, 2000. – С. 55-61.
3. РД 153-39.0-343-04. Регламент на строительство боковых стволов.
  4. Автоматизированный выбор проблемных участков для применения методов увеличения нефтеизвлечения / Р.С. Хисамов, Г.Н. Фархутдинов, А.И. Хисамутдинов, Ф.М. Латифуллин, Р.Р. Ибатуллин, Р.Г. Абдулмазитов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 10. – С. 74-77.
  5. Латифуллин Ф.М., Антонов О.Г. Комплексирование программ «ЛАЗУРИТ» и трехмерного геолого-гидродинамического моделирования для планирования применения методов увеличения нефтеизвлечения, зарезки боковых стволов и бурения горизонтальных скважин // Сб. тез. докл. семинара молодых специалистов «Проблемы геологии и разработки трудноизвлекаемых запасов в терригенных и карбонатных коллекторах». – Булгульма, 2005. – С. 2-3.

## ОЦЕНКА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

*Разжигин Д.А., Фазлыева А.Р. (ТатНИПИнефть)*

Основной представленной работы является анализ влияния на эффективность разработки нефтяного месторождения введения новых скважин и изменения технологических режимов на уже действующих скважинах.

Для решения задачи оптимизации прогнозируемых дебитов нефти используется геолого-технологическая модель нефтяного месторождения. На основе модели производится поиск перспективных участков с невыработанными запасами нефти, расположенными в зонах с хорошими коллекторскими свойствами.

Детальный анализ модели месторождения позволяет оценить эффект от планируемых мероприятий на основе ретроспективных данных [1, 2]. Геологические и гидродинамические модели открывают широкие возможности для проектирования разработки залежей нефти. На основе данных, полученных в результате гидродинамических расчетов, можно провести анализ экономической эффективности проведенных мероприятий с учетом рыночной стоимости нефти, а также сделать прогноз на перспективу.

Для выявления реагирующих скважин воспользуемся геолого-технологической моделью Альметьевской площади. Описание использованной для анализа разработки модели: фонд пробуренных скважин – 1112, история разработки – 51 год, фонд добывающих скважин – 511, фонд нагнетательных скважин – 258.

Фрагмент модели с выбранным участком представлен на рис. 1. В вариантах разработки предполагается пробурить новые скважины и имеется возможность реанимировать скважины под закачку из консервации. Базовый вариант: на скважинах задается забойное давление, которое было получено на начало прогноза и рассчитывается дебит. Вариант 1: все новые скважины W1,

W2 и W3 вводятся под добычу нефти. Вариант 2: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважина W3 – под закачку воды. Вариант 3: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W3 и W4 – под закачку воды. Вариант 4: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W4 и W5 – под закачку воды. Все варианты имеют ограничения на остановку скважин: по обводненности 98 %, минимальный дебит нефти 0,58 м<sup>3</sup>/сут.

Рассчитывается дополнительная добыча нефти. Наиболее наглядно эффективность можно оценить по следующей диаграмме (рис. 2): суммарная дополнительная добыча всех вариантов принимается за 100 % на всем временном интервале, занимаемые площади показывают долю дополнительной добычи нефти и воды варианта от суммарного отбора жидкости, и продолжительность положительного эффекта от проведенного мероприятия.

Совместно с анализом эффективности разработки участка с невыработанными запасами необходимо провести анализ дебитов по новым скважинам, чтобы убедиться, что введенные нами скважины будут рентабельными (табл. 1).

На основе рассчитанных прогнозных вариантов получены карты распределения нефтенасыщенности. В области изменения изолиний выделяются скважины, которые среагировали на проведенные мероприятия (рис. 3). Вариант 1 имеет самую большую зону влияния, но степень изменения контуров нефтенасыщенности небольшая. Зона влияния варианта 2 меньше, но изменение контуров нефтенасыщенности сильное. Площадь влияния варианта 3 близка к варианту 2, но выработка коллекторов больше. Вариант 4 имеет сопоставимую площадь дренирования с вариантами 2 и 3 при неплохой выработке коллекторов, но эффект от работы скважины W5 не наблюдается, что приводит к увеличению отборов воды.

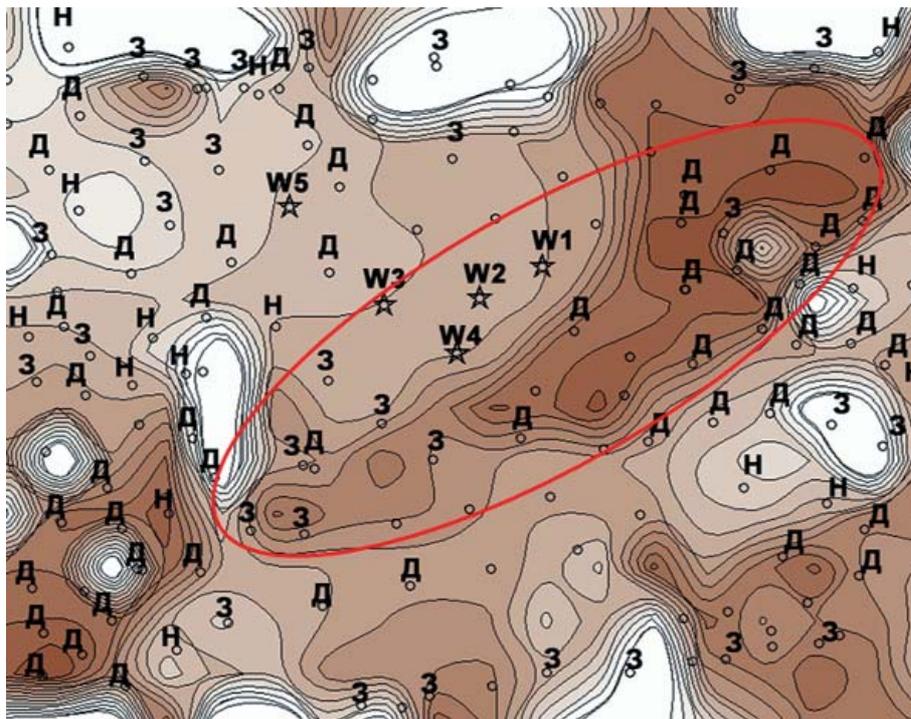


Рис. 1. Перспективный участок модели нефтяного месторождения. Параметр «нефтенасыщенность» на начало прогноза: Д – добывающие; Н – нагнетательные; З – закрытые скважины

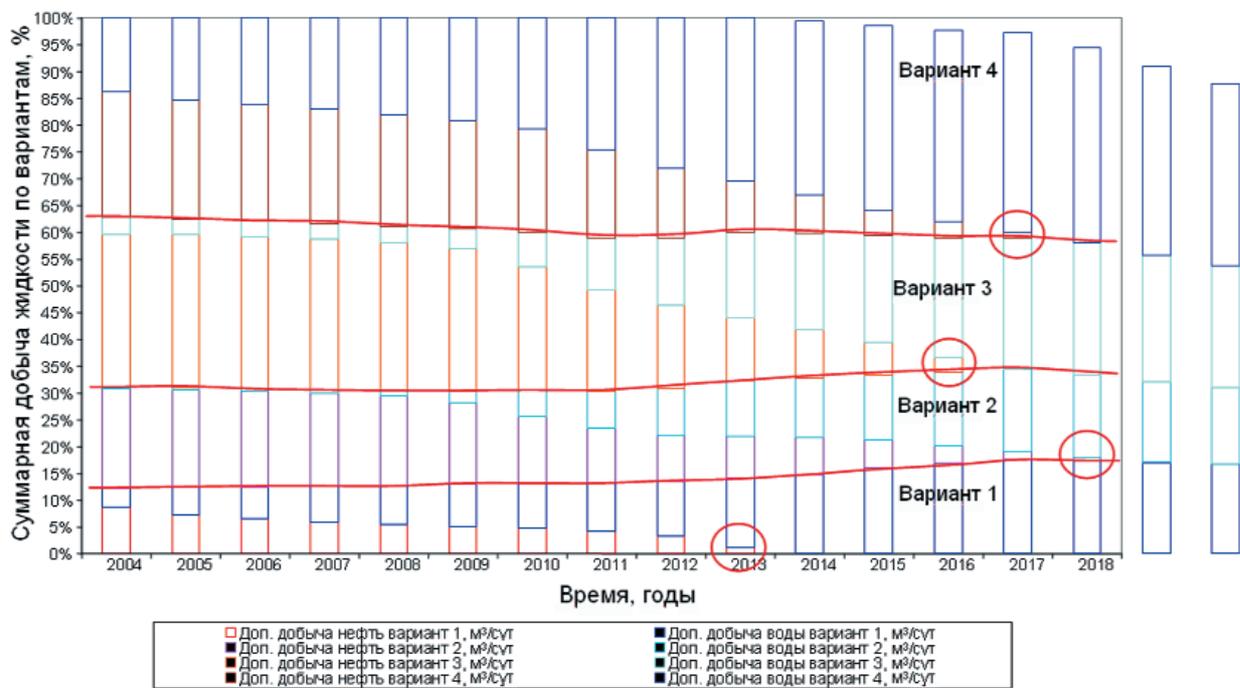


Рис. 2. Диаграмма эффективности вариантов прогнозной разработки по критерию «добыча» нефти-воды по участку в целом

Таблица 1

Накопленная дополнительная добыча нефти и воды по участку

| Годы       | Накопленная доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> |        |        |        | Накопленная доп. добыча воды, тыс. м <sup>3</sup> |        |        |        |
|------------|--|--------|--------|--------|---|--------|--------|--------|
|            | вар. 1   | вар. 2 | вар. 3 | вар. 4 | вар. 1  | вар. 2 | вар. 3 | вар. 4 |
| 01.01.2008 | 13   | 32,2   | 51,3   | 40,4   | 9,4   | 0,9    | 3,7    | 26,5   |
| 01.01.2013 | 20,1   | 52,3   | 86,9   | 69,4   | 25,5  | 11,2   | 18,7   | 68,1   |
| 01.01.2018 | 16,9   | 59,4   | 94,3   | 76,1   | 54,6  | 34,8   | 56,8   | 130,6  |
| 01.01.2023 | 5,1  | 57,6   | 85,1   | 65,4   | 95,6  | 69,3   | 111,8  | 212,5  |

Таблица 2

Обводненность дополнительно добытой нефти по участку

| Годы       | Обводненность, д. ед. |         |         |         |
|------------|-----------------------|---------|---------|---------|
|            | вар. 1                | вар. 2  | вар. 3  | вар. 4  |
| 01.01.2008 | 0,41964               | 0,02719 | 0,06727 | 0,39611 |
| 01.01.2013 | 0,55921               | 0,17638 | 0,17708 | 0,49527 |
| 01.01.2018 | 0,76364               | 0,36943 | 0,37591 | 0,63183 |
| 01.01.2023 | 0,94935               | 0,5461  | 0,5678  | 0,76466 |

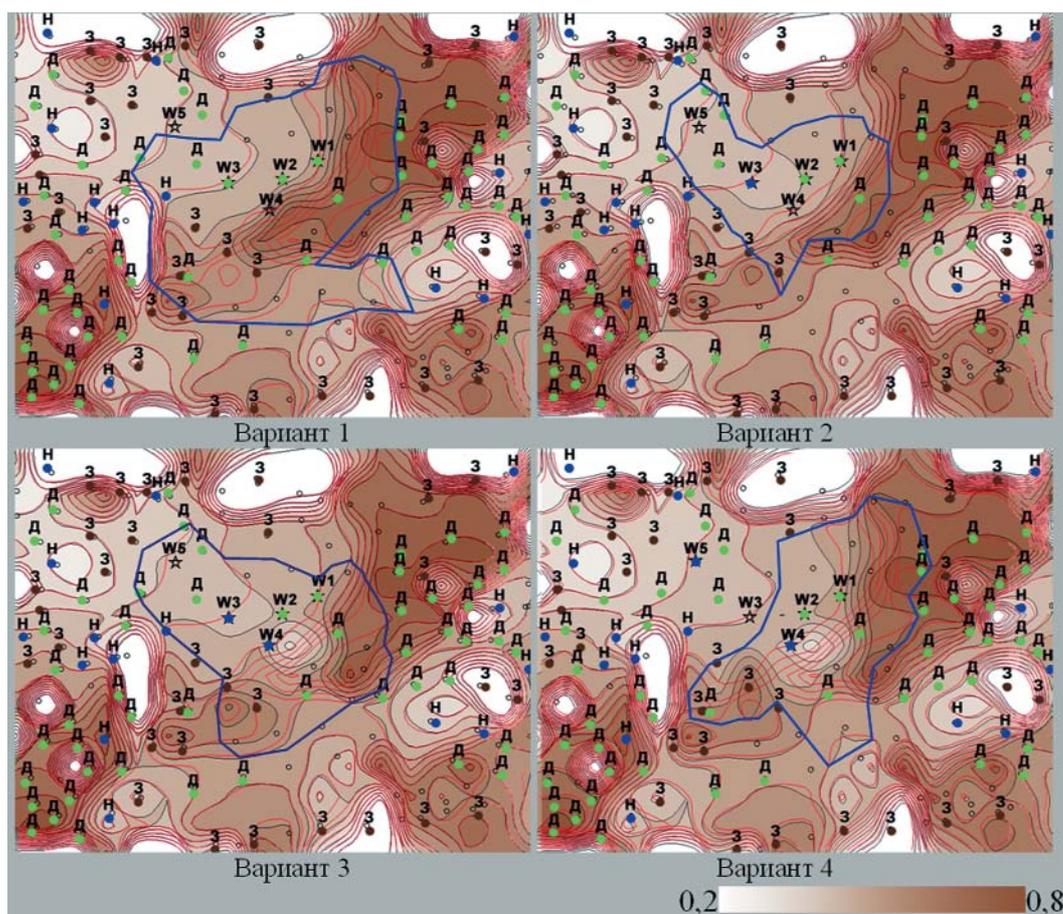


Рис. 3. Остаточная нефтенасыщенность на 2030 г.: красные линии – контур базового варианта, синяя линия – граница зоны реагирования

Из полученных результатов видно, что благодаря мероприятиям получены увеличение добычи нефти и пропорциональный рост добычи воды с последующим выбытием обводнившихся скважин. Вариант 3 – максимальная дополнительная добыча нефти и эффект до 2017 г., но большая обводненность. Вариант 2 – максимальная эффективность, но средняя дополнительная добыча нефти и наименьшая обводненность по сравнению с другими вариантами. Расчет по второму варианту можно считать максимально эффективным по обводненности (табл. 2). Однако по всем вариантам видно, что эффект от мероприятий с вводом новых скважин сохраняется не более 15 лет. Поэтому необходимо постоянное планирование и проведение новых мероприятий для поддержания отборов нефти.

Таким образом, получено количественное определение дебитов по скважинам и по участку в целом, определены зоны влияния проводимых мероприятий, малые временные затраты на проведение расчетов. Требуется наличие построенной ГТМ объекта и боль-

шие временные затраты на проведение анализа режимов работы скважин (максимизация дебитов нефти по участку, выявление рабочих интервалов перфораций).

Получены вероятные сценарии доразработки участка нефтяного месторождения. На основе модели возможно оперативное решение задач ввода скважин и определение режима их работы.

### **Список литературы**

1. Разживин Д.А., Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г. Разделение эффектов мероприятий на основе 3Д геолого-технологической модели // Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – Казань, 2003. – С. 702-705.
2. Разживин Д.А. Использование геолого-технологических моделей при создании проектов разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2002. – № 3 (11). – С. 38-39.

## ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ ПРИМЕНИМОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОМПЛЕКСНОЙ ИНФОРМАЦИИ

*Калимуллина С.Ю. (ТатНИПИнефть)*

При проектировании разработки нефтяных месторождений важной проблемой является выбор эффективного метода воздействия. К этим методам относятся различные методы увеличения нефтеизвлечения (МУН) и геолого-технические мероприятия (ГТМ), применение которых обеспечивает прирост добычи нефти по сравнению с использованием базовых технологий.

Основой выбора того или иного метода воздействия должно быть его соответствие геолого-физическим и промысловым особенностям нефтяного месторождения.

Известен способ оценки эффективности геолого-технических мероприятий методом экспертных оценок [1]. По результатам промышленных и опытно-промышленных работ с использованием методов воздействия оценивают критерии их применимости по ряду геолого-промысловых параметров. Критерий применимости – это интервалы значений параметров, при которых тот или иной метод воздействия дал положительные результаты, т. е. был получен технологический эффект. Метод воздействия выбирают по соответствию геолого-промысловых параметров данного месторождения принятым критериям применимости. Экспертная система облегчает процесс выбора скважин, участков, технологий, но не дает однозначных рекомендаций.

В настоящее время анализ промысловых данных с целью установления закономерности влияния отдельного геологического или промыслового параметра метода на производительность скважины производится путем рассмотрения соответствующих одномерных зависимостей [2]. При этом для выявления характера зависимости требуется нема-

лое количество опытных данных, так как экспериментальные точки на графиках располагаются со значительным разбросом по ординате. В силу многочисленности разнообразных геологических и технологических параметров для установления закономерностей, достаточных для построения математической модели, требуется большой объем промысловых данных. В условиях отсутствия априорной информации о зависимости эффективности от отдельных параметров метода необходимы трудоемкие исследования влияния всех параметров, входящих в традиционный перечень характеристик пласта и данной технологии.

В этом направлении заслуживает внимания опыт работы нефтяников Башкортостана по применению водоизолирующих технологий. Методом главных компонент с использованием пакетов прикладных статистических программ «STATGRAPHICS Plus», «STATISTICA 6.0», «GOLDEN SOFTWARE SURFER» на ПЭВМ сгруппированы нефтяные объекты разработки Башкортостана, на которых были проведены испытания различных водоизолирующих технологий (только с положительным эффектом), затем выделены однородные группы в координатах главных компонент. Поиск вновь рассматриваемых объектов ведется в пределах условно выделенных групп со сходными геолого-физическими параметрами. В случае оказания интересующего объекта за пределами выделенных групп, поиск подходящей технологии продолжают методом построения в координатах главных компонент зон эффективного действия конкретных технологий, используемых в разное время на рассматриваемых объектах [3].

В данной работе предлагается способ оценки критериев применимости геолого-технических мероприятий по комплексной информации на основе фактор-

ного и статистического анализа пространственных геологических закономерностей.

Проведена работа по определению эффективности метода воздействия композициями с вязкоупругими составами (ВУС) через добывающие скважины с целью ограничения водопритоков на основе данных о геолого-физических, промысловых, технологических признаках, комплексно характеризующих условия проведения метода воздействия. Геолого-физические признаки характеризуют состояние и свойства нефтяного объекта: проницаемость, нефтенасыщенность, толщину и др.; промысловые – добычу жидкости, обводненность и др.; технологические – технологию проведения метода воздействия.

В качестве основных из них рассмотрены: параметры (входные) – коэффициент проницаемости нефтенасыщенного пласта ( $\text{мкм}^2$ ), перфорированная нефтенасыщенная толщина (м), глубина нефтенасыщенного пласта (км), коэффициент нефтенасыщенности пласта (д. е.), коэффициент вязкости пластовой нефти ( $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ), дебит жидкости до проведения обработки призабойной зоны композициями с ВУС ( $\text{м}^3/\text{час}$ ), обводненность добываемой продукции до проведения обработки призабойной зоны композициями с ВУС (д. е.); параметр (воздействия) – количество закачанного реагента ( $\text{м}^3$ ), параметр (выходной) – изменение обводненности после воздействия.

Выбор определяющих параметров основан на результатах исследований методов воздействия по промысловым данным.

Указанные параметры выбраны как наиболее характерные при исследовании промысловых мероприятий по водоизоляционным работам. В табл. 1 представлены объекты применения композиций с ВУС через добывающие скважины. В табл. 2 приведен информационный массив по геолого-физическим, промысловым, технологическим параметрам этих скважин.

Каждый метод воздействия характеризуется критериями, отражающими его технологические показатели. В качестве показателя эффективности при ограничении водопритоков выбрано изменение обводненности добываемой продукции после воздействия.

При изучении влияния различных факторов на исследуемый процесс, когда основные влияющие факторы сильно коррелированы между собой, трудно установить, какие из факторов влияют наиболее существенно, а также степень этого влияния. В таких

случаях для интерпретации результатов наблюдений удобно сделать преобразования исходных данных методом главных компонент. Этот метод применяется также и тогда, когда выбор основных факторов усложняется большим числом рассматриваемых признаков.

Суть метода главных компонент заключается в линейном преобразовании  $m$  случайных величин  $(x_1, \dots, x_m)$  в новый набор  $p$  случайных величин  $(z_1, \dots, z_p)$ , который обладает свойством независимости случайных величин, образующих набор  $(z_1, \dots, z_p)$ , и в расположении величин  $z_i$  в порядке уменьшения дисперсий. Каждая новая случайная величина представляет собой линейную комбинацию  $m$  исходных величин и называется главной компонентой. Вообще число главных компонент равно числу исходных величин. Однако несколько первых главных компонент обычно учитывает большую часть общей изменчивости. В практике число  $p$  обычно выбирается значительно меньшим, чем  $m$ . Таким образом, метод главных компонент позволяет значительно сократить число случайных величин без существенной потери информации об изменчивости. Геометрически главные компоненты интерпретируются как оси координат  $m$ -мерного эллипсоида, образованного точками, соответствующими результатам наблюдений в  $m$ -мерном пространстве. Выбор первых  $p$  главных компонент из набора  $m$  переменных соответствует ортогональной проекции результатов наблюдения на  $p$ -мерное подпространство, осями координат которого являются  $p$  главных компонент [4].

Анализ по методу главных компонент приводит обычно к тому, что подавляющую долю дисперсии содержат первые две-три компоненты, рассчитав которые объекты, отображаемые в виде многомерного поля, можно классифицировать по однородности.

С этой целью исследуемые объекты были сгруппированы по геолого-физическим и промысловым (входным) параметрам.

Ковариационная матрица рассчитана с применением пакета прикладных программ (ППП) Excel (табл. 3). Квадраты коэффициентов парной корреляции отражают вклад каждого параметра в ту или иную главную компоненту. Собственные значения и собственные векторы ковариационной матрицы определены с использованием ППП Mathcad.

Информационные массивы в исходных и преобразованных координатах приведены в табл. 4.

Таблица 1

Объекты применения композиций с ВУС через добывающие скважины

| Месторождение, площадь, залежь Ромашкинского месторождения | Пласт  | Объем закачанной композиции  | Скважина |
|--|--|--|----------|
| Ю. Ромашкинская  | Д <sub>1</sub> -а, б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub>                                   | 15 м <sup>3</sup> ВУС+20м <sup>3</sup> ВЭСС                        | 9328А    |
| Ю. Ромашкинская  | Д <sub>1</sub> -в, г <sub>1</sub> , г <sub>2</sub>                                   | 20 м <sup>3</sup> ВУС  | 9333     |
| Ю. Ромашкинская  | Д <sub>1</sub> -б <sub>3</sub> , в   | 30 м <sup>3</sup> ВУС  | 1903А    |
| Ю. Ромашкинская  | Д <sub>1</sub> -б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub> , в, г <sub>1</sub> | 18 м <sup>3</sup> КПАС+16 м <sup>3</sup> ВУС                       | 9325     |
| З. Лениногорская   | Д <sub>1</sub> -б <sub>1</sub> , б <sub>3</sub> , в, г <sub>1</sub>                  | 17 м <sup>3</sup> ВУС+8 м <sup>3</sup> ВЭСС                        | 6146     |
| З. Лениногорская   | Д <sub>1</sub> -б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub> , в                                  | 12 м <sup>3</sup> ВУС+15 м <sup>3</sup> ВЭСС                       | 6557     |
| Миннибаевская  | Д <sub>1</sub> -г <sub>2+3</sub>   | 6 м <sup>3</sup> КПАС+30 м <sup>3</sup> ВУС                        | 20354    |
| Миннибаевская  | Д <sub>1</sub> -г <sub>2+3</sub> , д   | 6 м <sup>3</sup> КПАС+20 м <sup>3</sup> ВЭСС+10 м <sup>3</sup> ВУС | 29868    |
| Миннибаевская  | Д <sub>1</sub> -г <sub>2+3</sub>   | 12 м <sup>3</sup> КПАС+30 м <sup>3</sup> ВУС                       | 20367    |
| Миннибаевская  | Д <sub>1</sub> -б <sub>3</sub>   | 25 м <sup>3</sup> ВУС+7,4 м <sup>3</sup> КПАС                      | 20177    |
| С. Альметьевская   | Д <sub>1</sub> -а, б <sub>2</sub>  | 30 м <sup>3</sup> ВУС  | 11202    |
| Ново-Елховское   | Д <sub>1</sub> -г <sub>1</sub> , г <sub>2</sub>                                      | 3,5 м <sup>3</sup> ГК+32 м <sup>3</sup> ВУС                        | 364А     |
| Ново-Елховское   | Д <sub>1</sub> -б <sub>1</sub> , в   | 2 м <sup>3</sup> ГК+35 м <sup>3</sup> (ВЭСС+ВУС)                   | 4319     |
| Ново-Елховское   | Д <sub>1</sub> -а, б <sub>1</sub> , б <sub>2+3</sub>                                 | 10 м <sup>3</sup> дистиллат+40 м <sup>3</sup> ВУС                  | 2964     |
| Бавлинское   | Д <sub>1</sub>   | 16 м <sup>3</sup> дистиллат+30 м <sup>3</sup> ВУС                  | 313Д     |
| Бавлинское   | Д <sub>1</sub>   | Дистиллат+30 м <sup>3</sup> ВУС                                    | 310      |
| Бавлинское   | Д <sub>1</sub>   | 16 м <sup>3</sup> дистиллат+30 м <sup>3</sup> ВУС                  | 298      |
| Бондюжское   | Д <sub>0</sub> -2, Д <sub>1</sub> -3   | 11 т дистиллат+42 м <sup>3</sup> ВУС                               | 284Д     |
| Бондюжское   | Д <sub>0</sub> , Д <sub>1</sub> -1+2   | 20 м <sup>3</sup> ВЭСС+ 14м <sup>3</sup> ВУС                       | 345      |
| Первомайское   | Д <sub>1</sub> -1+2+3  | 1,6 т HCl+5,6 т дистиллат+30 м <sup>3</sup> ВУС                    | 686      |
| Первомайское   | Д <sub>1</sub> -1+2  | 8 т дистиллат+30 м <sup>3</sup> ВУС                                | 105      |
| 5 залежь   | С <sub>bb</sub> -3   | 30 м <sup>3</sup> ВУС+15 м <sup>3</sup> ВЭСС                       | 16553    |
| 5 залежь   | С <sub>bb</sub> -3   | 30 м <sup>3</sup> ВУС  | 26823    |
| 8 залежь   | С <sub>bb</sub> -3, С <sub>bb</sub> -4   | 15 м <sup>3</sup> ВУС+10 м <sup>3</sup> ВЭСС                       | 27130    |
| 998 залежь   | С <sub>bb</sub> -3   | 30 м <sup>3</sup> ВУС+6 м <sup>3</sup> КПАС                        | 705      |

Средние показатели объектов применения композиций с ВУС через добывающие скважины

| Месторождение, площадь, залежь Ромашкинского месторождения | Скважина | Входные параметры                      |                                    |                    |                                |                              |                                     |                     |                 |                 |                 | Выходной параметр |
|--|----------|--|------------------------------------|--------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|
|  |          | Коефф. проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Толщина перфорир. нефтенасыщен., м | Глубина пласта, км | Коефф. нефтенасыщенности, д.е. | Коефф. вязкости нефти, мПа·с | Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /час | Обводненность, д.е. | Коефф. действия | Коефф. действия | Коефф. действия |                   |
|  |          | x <sub>1</sub>                         | x <sub>2</sub>                     | x <sub>3</sub>     | x <sub>4</sub>                 | x <sub>5</sub>               | x <sub>6</sub>                      | x <sub>7</sub>      | x <sub>8</sub>  | x <sub>9</sub>  |                 |                   |
| Ю. Ромашкинская  | 9328А    | 0,243                                  | 11,2                               | 1,754              | 0,814                          | 3,7                          | 0,25                                | 0,98                | 35,0            | 0,96            |                 |                   |
| Ю. Ромашкинская  | 9333     | 0,471                                  | 7,2                                | 1,731              | 0,762                          | 3,7                          | 0,27                                | 0,92                | 20,0            | 0,22            |                 |                   |
| Ю. Ромашкинская  | 1903А    | 0,606                                  | 11,2                               | 1,837              | 0,822                          | 3,7                          | 0,08                                | 0,94                | 30,0            | 0,80            |                 |                   |
| Ю. Ромашкинская  | 9325     | 1,053                                  | 10,0                               | 1,636              | 0,786                          | 3,7                          | 0,13                                | 0,97                | 34,0            | 0,62            |                 |                   |
| 3. Лениногорская   | 6146     | 0,347                                  | 11,0                               | 1,672              | 0,760                          | 4,2                          | 0,13                                | 0,97                | 25,0            | 0,56            |                 |                   |
| 3. Лениногорская   | 6557     | 0,742                                  | 3,6                                | 1,764              | 0,878                          | 4,2                          | 1,25                                | 0,99                | 27,0            | 0,98            |                 |                   |
| Миннибаевская  | 20354    | 0,880                                  | 5,9                                | 1,984              | 0,741                          | 3,8                          | 0,60                                | 0,99                | 36,0            | 0,96            |                 |                   |
| Миннибаевская  | 29868    | 0,510                                  | 8,1                                | 2,132              | 0,720                          | 3,8                          | 0,21                                | 0,97                | 36,0            | 0,99            |                 |                   |
| Миннибаевская  | 20367    | 1,254                                  | 7,0                                | 1,856              | 0,882                          | 3,8                          | 1,18                                | 0,98                | 42,0            | 1,00            |                 |                   |
| Миннибаевская  | 20177    | 0,576                                  | 12,6                               | 1,832              | 0,873                          | 3,8                          | 4,03                                | 0,98                | 32,4            | 0,99            |                 |                   |
| С. Альметьевская   | 11202    | 0,148                                  | 3,2                                | 1,613              | 0,740                          | 3,8                          | 0,33                                | 0,98                | 30,0            | 0,78            |                 |                   |
| Ново-Елховское   | 364А     | 2,000                                  | 4,6                                | 1,834              | 0,885                          | 4,1                          | 5,25                                | 0,97                | 35,5            | 0,91            |                 |                   |
| Ново-Елховское   | 4319     | 0,676                                  | 2,6                                | 1,745              | 0,830                          | 4,1                          | 0,03                                | 0,80                | 37,0            | 0,37            |                 |                   |
| Ново-Елховское   | 2964     | 0,400                                  | 5,2                                | 1,914              | 0,829                          | 4,1                          | 0,63                                | 0,99                | 40,0            | 1,00            |                 |                   |
| Бавлинское   | 313Д     | 0,924                                  | 15,7                               | 1,840              | 0,739                          | 2,8                          | 4,40                                | 0,96                | 30,0            | 0,28            |                 |                   |
| Бавлинское   | 310      | 0,483                                  | 12,0                               | 1,742              | 0,890                          | 2,8                          | 4,03                                | 0,98                | 30,0            | 0,93            |                 |                   |
| Бавлинское   | 298      | 1,050                                  | 15,6                               | 1,768              | 0,890                          | 2,8                          | 12,79                               | 0,98                | 30,0            | 0,99            |                 |                   |
| Бондюжское   | 284Д     | 0,691                                  | 7,2                                | 1,555              | 0,830                          | 5,9                          | 3,13                                | 0,97                | 42,0            | 0,95            |                 |                   |
| Бондюжское   | 345      | 0,288                                  | 4,4                                | 1,592              | 0,750                          | 5,9                          | 0,62                                | 0,96                | 34,0            | 0,92            |                 |                   |
| Первомайское   | 686      | 1,104                                  | 9,1                                | 1,640              | 0,883                          | 6,2                          | 0,42                                | 0,98                | 30,0            | 1,01            |                 |                   |
| Первомайское   | 105      | 1,450                                  | 9,7                                | 1,593              | 0,817                          | 6,2                          | 6,71                                | 0,97                | 30,0            | 0,99            |                 |                   |
| 5 залежь   | 16553    | 2,606                                  | 2,6                                | 1,207              | 0,865                          | 27,0                         | 1,25                                | 0,99                | 45,0            | 0,89            |                 |                   |
| 5 залежь   | 26823    | 2,158                                  | 3,2                                | 1,281              | 0,868                          | 27,0                         | 2,08                                | 0,96                | 30,0            | 0,97            |                 |                   |
| 8 залежь   | 27130    | 0,371                                  | 3,7                                | 1,111              | 0,817                          | 28,0                         | 1,10                                | 0,91                | 25,0            | 1,04            |                 |                   |
| 998 залежь   | 705      | 0,700                                  | 2,8                                | 1,181              | 0,879                          | 18,7                         | 0,24                                | 0,86                | 36,0            | 1,15            |                 |                   |

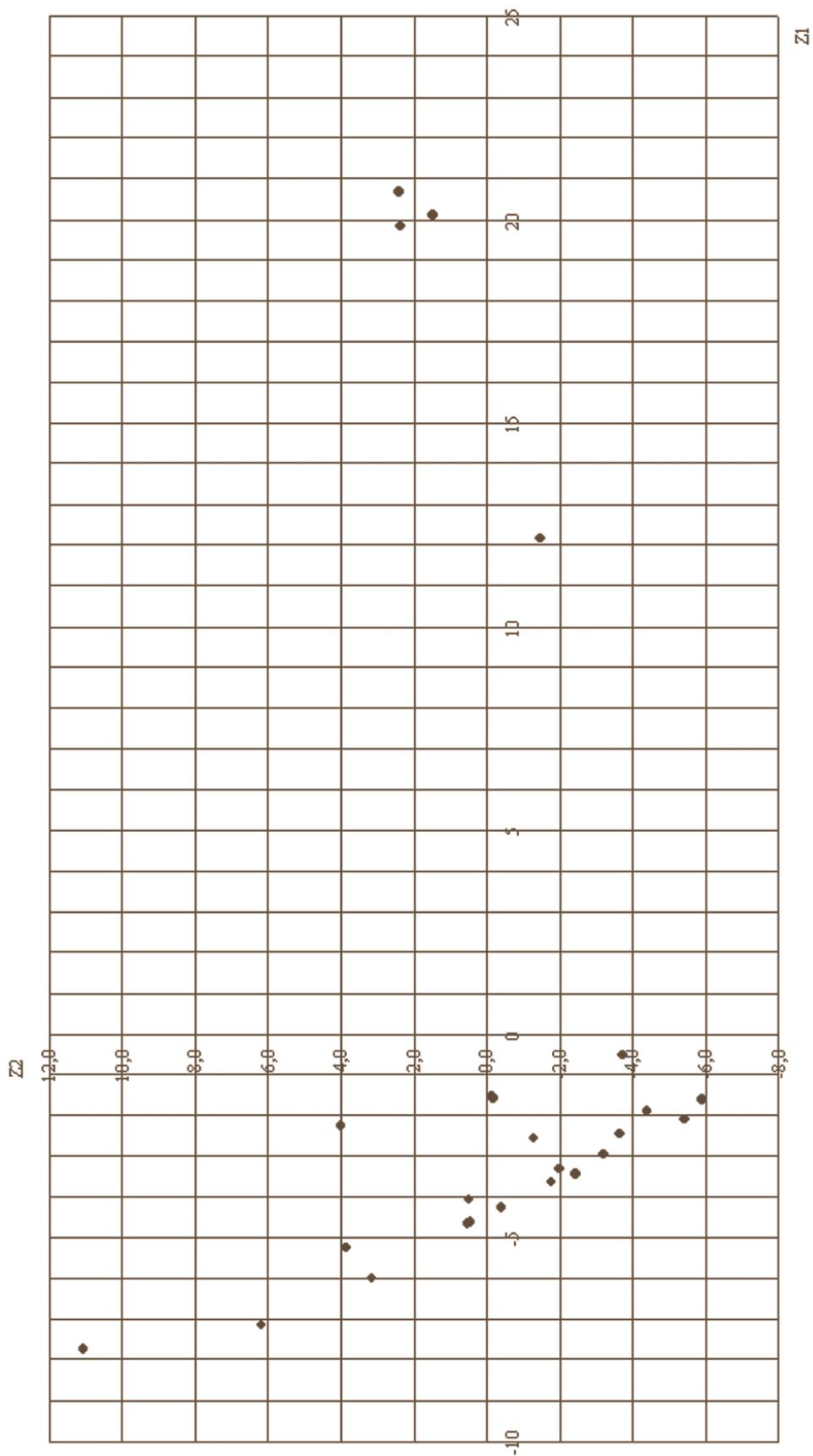


Рис. 1. Распределение объектов исследования в координатах двух главных компонент Z1 и Z2 по природным и промысловым показателям

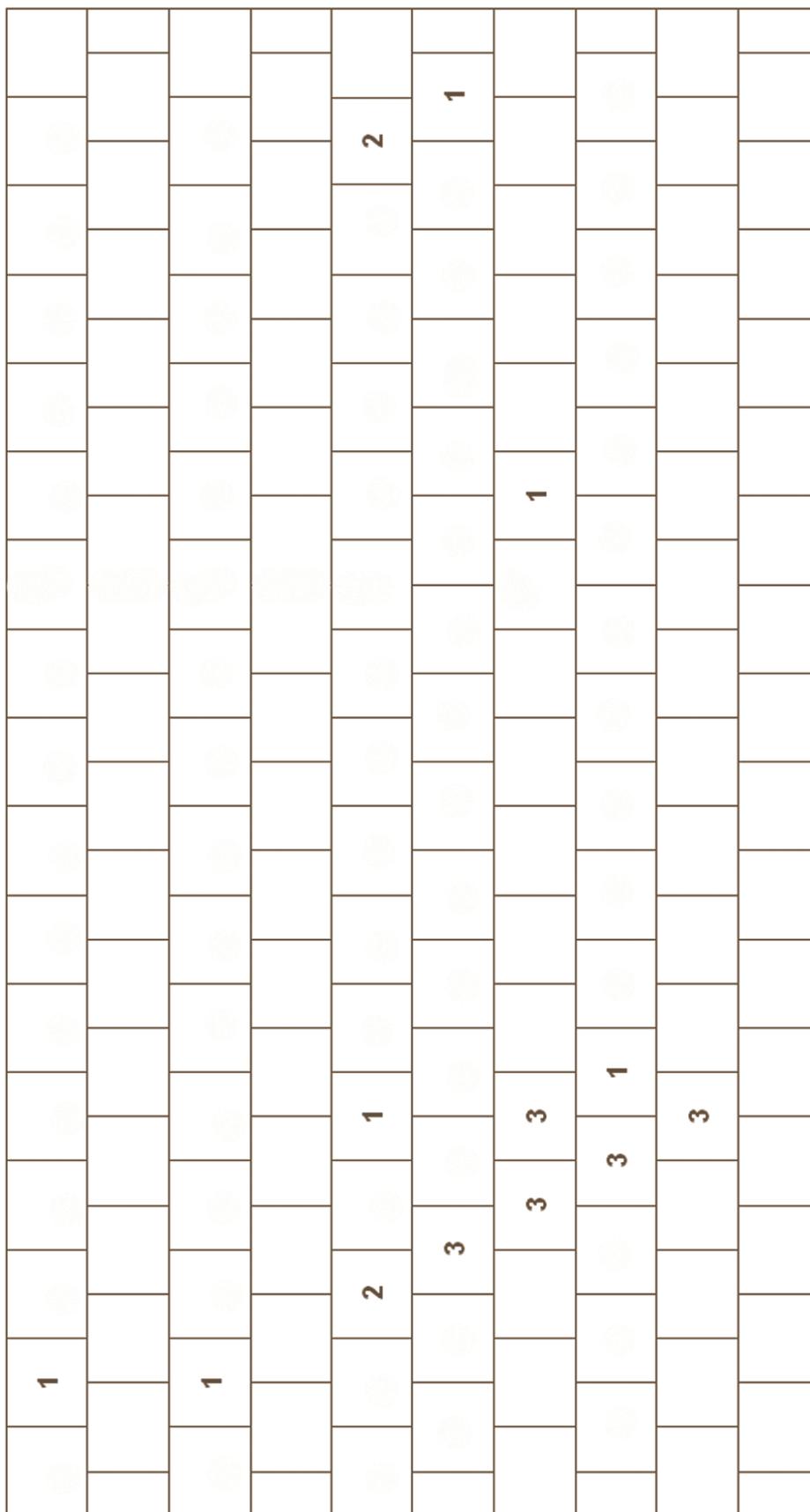


Рис. 1, а. Схематическое распределение объектов по плотности расположения

Ковариационная матрица природных и промысловых параметров

|        |         |        |        |         |        |        |
|--------|---------|--------|--------|---------|--------|--------|
| 0,386  | -0,491  | -0,046 | 0,016  | 2,340   | 0,519  | 0,005  |
| -0,491 | 16,485  | 0,448  | -0,012 | -16,910 | 6,000  | 0,059  |
| -0,046 | 0,448   | 0,063  | -0,004 | -1,738  | 0,059  | 0,003  |
| 0,016  | -0,012  | -0,004 | 0,003  | 0,116   | 0,061  | 0,000  |
| 2,340  | -16,910 | -1,738 | 0,116  | 65,227  | -3,168 | -0,074 |
| 0,519  | 6,000   | 0,059  | 0,061  | -3,168  | 8,544  | 0,031  |
| 0,005  | 0,059   | 0,003  | 0,000  | -0,074  | 0,031  | 0,002  |

Исследуемые объекты в преобразованных координатах графически представлены на рис. 1. Геометрическое представление объектов в пространстве первых двух главных компонент по геолого-физическим и промысловым параметрам показывает, что исследуемые объекты распределились по трем группам. Из рис. 1 видно, что в 1 группу вошли девонские залежи, во 2-3 группы – объекты бобриковских залежей.

Геолого-физическая интерпретация полученных результатов показывает, что первая главная компонента  $Z_1$ , характеризующая вязкость нефти, вносит 78,3% вклада в общую дисперсию, вторая главная компонента  $Z_2$ , характеризующая толщину нефтенасыщенного пласта, – 16,2%, а дебит жидкости – 5,2%. Вклад первых двух компонент в общую дисперсию составляет 94,5%. Создана статистическая модель, в некотором приближении учитывающая реальную информацию о строении и свойствах пласта. Первые две главные компоненты статистических моделей описывают основную часть изменчивости параметров.

Однородность многомерного поля определяется методами факторного анализа. Если в первом варианте факторного анализа – методе главных компонент – изучаются изменчивость исходных векторов и изменчивость отклонений индивидуального вектора от его значений, то во втором варианте – дискриминантном анализе – изучаются отличия по совокупности признаков каждого индивидуального вектора от какого-либо одного из них, выбранного в качестве опорного, т. е. в качестве начала отсчета. Такой характеристикой могло бы быть, например, расстояние в многомерном пространстве или модуль разности двух векторов при независимости всех компонент.

В общем случае для этой цели требуется применять более сложные конструкции, учитывающие корреляционные связи между компонентами, предусмотренные в дискриминантном анализе.

По указанным причинам наряду с разработкой методики факторного анализа не лишено смысла опробование различных иных характеристик индивидуальных векторов. Применяются также подобные главным компонентам, но упрощенные характеристики, которые, если и уступают факторному анализу по полноте использования информации, но менее трудоемки и более доступны при большом числе векторов.

За однородный участок некоторые исследователи предлагают принимать такой участок векторного поля, разделения которого на подучастки не выявляют значимых различий средних векторов, характеризующих эти подучастки. Во многих случаях разумно рассматривать группы исходных, индивидуальных объектов, объединяемых по признаку пространственной близости и по плотности расположения [5].

В таких случаях наиболее приемлемым представляется способ скользящего распознавания, когда в пределах скользящего окна попадают эталоны (площадки тех или иных размеров). Учитывая вышесказанное, предпримем следующую процедуру выделения однородного участка. На исследуемое многомерное поле, отображающее комплекс геолого-физических и промысловых параметров (рис.1), наложим равномерную сетку линий, т.е. палетку. Определим азимут преобладающего расположения точек. В скользящих площадках по азимуту преобладающего расположения точек и прилегающих к этим площадкам областях определим площадки, равной плотности. Из рис. 1, а видно, что по азимуту  $\cong$  в  $120^\circ$ С в четырех скользящих равновеликих площадках с приращением поля в  $z_2=2$  условные единицы и прилегающей к ним пятой с приращением поля в  $z_1=2$  условные единицы размещаются по три вектора. Это и есть искомого однородное поле.

Для выявления условий эффективного использования технологии композициями с ВУС объекты однород-

Природные и промысловые показатели объектов применения композиций с ВУС в исходных и преобразованных координагах

| Месторождение, площадь, залежь Ромашкин. месторождения | Скважина | Входные параметры                     |                                |                         |                           |                             |                                  |             | Главные компоненты |                |                |                |                |                |                |
|--|----------|---------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|  |          | Коэф. проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Толщина перфор. нефтенасыщ., м | Глубина бина-пласта, км | Коэф. нефте-насыщ., д.ед. | Коэф. вязкости нефти, мПа·с | Дебит жидк., м <sup>3</sup> /час | Обв., д.ед. | z <sub>1</sub>     | z <sub>2</sub> | z <sub>3</sub> | z <sub>4</sub> | z <sub>5</sub> | z <sub>6</sub> | z <sub>7</sub> |
|  |          |                                       |                                |                         |                           |                             |                                  |             |                    |                |                |                |                |                |                |
| Ю. Ромашк.   | 9328А    | 0,243                                 | 11,2                           | 1,754                   | 0,814                     | 3,7                         | 0,3                              | 0,98        | 0,03               | 0,02           | 0,02           | 0,20           | -3,12          | 0,55           | -4,62          |
| Ю. Ромашк.   | 9333     | 0,471                                 | 7,2                            | 1,731                   | 0,762                     | 3,7                         | 0,3                              | 0,92        | -0,03              | -0,04          | 0,04           | 0,12           | -0,76          | -2,45          | -3,40          |
| Ю. Ромашк.   | 1903А    | 0,606                                 | 11,2                           | 1,837                   | 0,822                     | 3,7                         | 0,1                              | 0,94        | 0,04               | -0,03          | -0,03          | -0,18          | -3,22          | 0,46           | -4,60          |
| Ю. Ромашк.   | 9325     | 1,053                                 | 10,0                           | 1,636                   | 0,786                     | 3,7                         | 0,1                              | 0,97        | -0,04              | 0,00           | 0,19           | -0,56          | -2,45          | -0,40          | -4,22          |
| З. Лениног.  | 6146     | 0,347                                 | 11,0                           | 1,672                   | 0,760                     | 4,2                         | 0,1                              | 0,97        | -0,04              | 0,01           | 0,09           | 0,12           | -3,16          | 0,48           | -4,04          |
| З. Лениног.  | 6557     | 0,742                                 | 3,6                            | 1,764                   | 0,878                     | 4,2                         | 1,3                              | 0,99        | 0,05               | 0,05           | -0,01          | 0,07           | 2,08           | -4,42          | -1,87          |
| Миннибаев.   | 20354    | 0,880                                 | 5,9                            | 1,984                   | 0,741                     | 3,8                         | 0,6                              | 0,99        | -0,06              | 0,01           | -0,20          | -0,23          | 0,29           | -3,19          | -2,93          |
| Миннибаев.   | 29868    | 0,510                                 | 8,1                            | 2,132                   | 0,720                     | 3,8                         | 0,2                              | 0,97        | -0,04              | -0,02          | -0,36          | 0,01           | -1,34          | -1,78          | -3,58          |
| Миннибаев.   | 20367    | 1,254                                 | 7,0                            | 1,856                   | 0,882                     | 3,8                         | 1,2                              | 0,98        | 0,06               | 0,02           | -0,03          | -0,58          | 0,15           | -2,00          | -3,29          |
| Миннибаев.   | 20177    | 0,576                                 | 12,6                           | 1,832                   | 0,873                     | 3,8                         | 4,0                              | 0,98        | 0,06               | 0,01           | -0,07          | 0,19           | -0,90          | 3,87           | -5,23          |
| С. Альметь.  | 11202    | 0,148                                 | 3,2                            | 1,613                   | 0,740                     | 3,8                         | 0,3                              | 0,98        | -0,08              | 0,05           | 0,10           | 0,59           | 1,58           | -5,40          | -2,08          |
| Н-Елховск.   | 364А     | 2,000                                 | 4,6                            | 1,834                   | 0,885                     | 4,1                         | 5,3                              | 0,97        | 0,01               | -0,01          | -0,02          | -0,82          | 4,82           | -1,28          | -2,54          |
| Н-Елховск.   | 4319     | 0,676                                 | 2,6                            | 1,745                   | 0,830                     | 4,1                         | 0,0                              | 0,80        | 0,04               | -0,14          | 0,03           | 0,05           | 1,70           | -5,93          | -1,57          |
| Н-Елховск.   | 2964     | 0,400                                 | 5,2                            | 1,914                   | 0,829                     | 4,1                         | 0,6                              | 0,99        | 0,04               | 0,04           | -0,17          | 0,28           | 0,63           | -3,63          | -2,42          |
| Бавлинское   | 313Д     | 0,924                                 | 15,7                           | 1,840                   | 0,739                     | 2,8                         | 4,4                              | 0,96        | -0,07              | -0,04          | -0,03          | -0,24          | -2,26          | 6,16           | -7,11          |
| Бавлинское   | 310      | 0,483                                 | 12,0                           | 1,742                   | 0,890                     | 2,8                         | 4,0                              | 0,98        | 0,07               | 0,03           | 0,04           | 0,28           | -0,44          | 3,14           | -5,97          |
| Бавлинское   | 298      | 1,050                                 | 15,6                           | 1,768                   | 0,890                     | 2,8                         | 12,8                             | 0,98        | 0,01               | -0,01          | -0,03          | 0,46           | 4,51           | 11,05          | -7,72          |
| Бондюжское   | 284Д     | 0,691                                 | 7,2                            | 1,555                   | 0,830                     | 5,9                         | 3,1                              | 0,97        | -0,01              | 0,02           | 0,13           | 0,26           | 1,26           | -0,11          | -1,49          |
| Бондюжское   | 345      | 0,288                                 | 4,4                            | 1,592                   | 0,750                     | 5,9                         | 0,6                              | 0,96        | -0,06              | 0,02           | 0,08           | 0,50           | 0,86           | -3,72          | -0,47          |
| Первомайск.  | 686      | 1,104                                 | 9,1                            | 1,640                   | 0,883                     | 6,2                         | 0,4                              | 0,98        | 0,06               | 0,02           | 0,12           | -0,48          | -2,00          | -0,17          | -1,56          |
| Первомайск.  | 105      | 1,450                                 | 9,7                            | 1,593                   | 0,817                     | 6,2                         | 6,7                              | 0,97        | -0,06              | -0,01          | 0,11           | -0,22          | 2,71           | 4,01           | -2,22          |
| 5 залежь   | 16553    | 2,606                                 | 2,6                            | 1,207                   | 0,865                     | 27,0                        | 1,3                              | 0,99        | -0,02              | 0,03           | 0,02           | -1,01          | -0,01          | 1,45           | 20,14          |
| 5 залежь   | 26823    | 2,158                                 | 3,2                            | 1,281                   | 0,868                     | 27,0                        | 2,1                              | 0,96        | 0,00               | 0,00           | -0,09          | -0,51          | 0,26           | 2,38           | 19,88          |
| 8 залежь   | 27130    | 0,371                                 | 3,7                            | 1,111                   | 0,817                     | 28,0                        | 1,1                              | 0,91        | 0,00               | 0,00           | -0,08          | 1,19           | -1,11          | 2,38           | 20,70          |
| 998 залежь   | 705      | 0,700                                 | 2,8                            | 1,181                   | 0,879                     | 18,7                        | 0,2                              | 0,86        | 0,05               | -0,05          | 0,16           | 0,53           | -0,08          | -1,46          | 12,22          |
| Дисперсия  |          |                                       |                                |                         |                           |                             |                                  |             | 0,00               | 0,00           | 0,01           | 0,24           | 4,72           | 14,72          | 71,02          |
| Изменчивость, %  |          |                                       |                                |                         |                           |                             |                                  |             | 0,0                | 0,0            | 0,0            | 0,3            | 5,2            | 16,2           | 78,3           |

Таблица 5

Технологическая эффективность применения композиций с ВУС в различных геолого-физических и промысловых условиях

| № п/п | Месторождение, площадь Ромашкин. месторождения | Скважина | Кэфф. проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Толщина нефтенасыщенная, м | Глубина пласта, км | Кэфф. нефтенасыщенности, д.ед. | Кэфф. вязкости нефти, д.ед. | Дебит жидк., м <sup>3</sup> /час мПа · с | Обводненность, д.ед. | Кол-во реагента, м <sup>3</sup> | Изменение обводненности, д.ед. |
|-------|--|----------|---------------------------------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|----------------------|---------------------------------|--------------------------------|
|       |  |          | X <sub>1</sub>                        | X <sub>2</sub>             | X <sub>3</sub>     | X <sub>4</sub>                 | X <sub>5</sub>              | X <sub>6</sub>                           | X <sub>7</sub>       | X <sub>8</sub>                  | Y                              |
| 1     | Ю. Ромашкинская                                | 9333     | 0,471                                 | 7,2                        | 1,731              | 0,762                          | 3,67                        | 0,27                                     | 0,92                 | 20,0                            | 0,22                           |
| 2     | Ю. Ромашкинская                                | 1903А    | 0,606                                 | 11,2                       | 1,837              | 0,822                          | 3,67                        | 0,08                                     | 0,94                 | 30,0                            | 0,80                           |
| 3     | Ю. Ромашкинская                                | 9325     | 1,053                                 | 10,0                       | 1,636              | 0,786                          | 3,67                        | 0,13                                     | 0,97                 | 34,0                            | 0,62                           |
| 4     | З. Лениногорская                               | 6146     | 0,347                                 | 11,0                       | 1,672              | 0,760                          | 4,20                        | 0,13                                     | 0,97                 | 25,0                            | 0,56                           |
| 5     | С. Альметьевская                               | 11202    | 0,148                                 | 3,2                        | 1,613              | 0,740                          | 3,80                        | 0,33                                     | 0,98                 | 30,0                            | 0,78                           |
| 6     | Ново-Елховское                                 | 4319     | 0,676                                 | 2,6                        | 1,745              | 0,830                          | 4,10                        | 0,03                                     | 0,80                 | 37,0                            | 0,37                           |
|       | мин.   |          | 0,148                                 | 2,6                        | 1,613              | 0,740                          | 3,67                        | 0,03                                     | 0,80                 | 20,0                            | 0,22                           |
|       | ср. знач.                                      |          | 0,550                                 | 7,5                        | 1,706              | 0,783                          | 3,85                        | 0,16                                     | 0,93                 | 29,3                            | 0,56                           |
|       | макс.  |          | 1,053                                 | 11,2                       | 1,837              | 0,830                          | 4,20                        | 0,33                                     | 0,98                 | 37,0                            | 0,80                           |

Объекты с хорошей технологической эффективностью воздействия композициями с ВУС

Объекты с малой технологической эффективностью воздействия композициями с ВУС

|   |                  |       |       |      |       |       |      |      |      |      |      |
|---|------------------|-------|-------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| 1 | Ю. Ромашкинская  | 9328А | 0,243 | 11,2 | 1,754 | 0,814 | 3,67 | 0,25 | 0,98 | 35,0 | 0,96 |
| 2 | Ново-Елховское   | 2964  | 0,400 | 5,2  | 1,914 | 0,829 | 4,10 | 0,63 | 0,99 | 40,0 | 1,00 |
| 3 | З. Лениногорская | 6557  | 0,742 | 3,6  | 1,764 | 0,878 | 4,20 | 1,25 | 0,99 | 27,0 | 0,98 |
| 4 | Миннибаевская    | 20354 | 0,880 | 5,9  | 1,984 | 0,741 | 3,77 | 0,60 | 0,99 | 36,0 | 0,96 |
| 5 | Миннибаевская    | 29868 | 0,510 | 8,1  | 2,132 | 0,720 | 3,77 | 0,21 | 0,97 | 36,0 | 0,99 |
| 6 | Миннибаевская    | 20367 | 1,254 | 7,0  | 1,856 | 0,882 | 3,77 | 1,18 | 0,98 | 42,0 | 1,00 |
| 7 | Ново-Елховское   | 364А  | 2,000 | 4,6  | 1,834 | 0,885 | 4,10 | 5,25 | 0,97 | 35,5 | 0,91 |
| 8 | Бондюжское       | 284Д  | 0,691 | 7,2  | 1,555 | 0,830 | 5,90 | 3,13 | 0,97 | 42,0 | 0,95 |
| 9 | Первомайское     | 686   | 1,104 | 9,1  | 1,640 | 0,883 | 6,20 | 0,42 | 0,98 | 30,0 | 1,01 |
|   | мин.             |       | 0,243 | 3,6  | 1,555 | 0,720 | 3,67 | 0,21 | 0,97 | 27,0 | 0,91 |
|   | ср. знач.        |       | 0,869 | 6,9  | 1,826 | 0,829 | 4,39 | 1,43 | 0,98 | 35,9 | 0,97 |
|   | макс.            |       | 2,000 | 11,2 | 2,132 | 0,885 | 6,20 | 5,25 | 0,99 | 42,0 | 1,01 |

ного поля разделим на две группы. Объекты, на которых воздействие оказалось эффективным (изменение обводненности  $< 0,9$ ), отнесем в одну группу, а где – малоэффективным или неэффективным (изменение обводненности  $> 0,9$ ) в другую группу. Для каждой группы вычислим средние, минимальные и максимальные значения параметров.

Итак, имеем массив, каждая строка которого содержит значения семи входных параметров ( $x_1-x_7$ ), характеризующих геолого-физические, промысловые условия эксплуатации; один параметр воздействия ( $x_8$ ) – технологический фактор (количество закачанного реагента) и один выходной параметр ( $Y$ ), характеризующий эффективность мероприятия – изменение обводненности (табл. 5). С использованием массива определим характерные значения параметров по каждой из двух групп.

Из табл. 5 видно, что основное влияние на эффективность мероприятий по ограничению водопритоков оказывают промысловые показатели – дебит жидкости и обводненность добываемой продукции. Исследуемая технология эффективна на объектах с дебитами жидкости  $0,03-0,33 \text{ м}^3/\text{час}$  ( $1-8 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и обводненностью продукции не более 98%. На объектах с дебитами жидкости  $0,21-5,25 \text{ м}^3/\text{час}$  ( $5-126 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) при обводненности добываемой продукции 97% и более технология неэффективна или малоэффективна.

## Выводы

1. Исследования показывают, что эффективность ограничения водопритоков технологиями воздействия ВУС и композициями с ВУС зависит от величины дебита жидкости и обводненности добываемой продукции.
2. Для уточнения полученных результатов и установления зависимости показателя эффективности от

остальных параметров необходимо продолжить исследования на массиве с более значимой выборкой.

3. По мере накопления информации о различных объектах с помощью изложенного подхода можно решать следующие задачи: установление аналогии между отдельными объектами по комплексу признаков, идентификации, уточнение моделей, выбор ГТМ не только для одного, но и для нескольких объектов, обладающих статистически одинаковыми значениями характеризующих их признаков.

## Список литературы

1. Жданов С.А., Малютин Г.С., Филиппов В.П. Адресный подбор технологий при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти / Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения: Материалы совещания, Альметьевск, сентябрь 1995 г. – ВНИОЭНГ, 1996. – С. 175-183.
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Минтопэнерго РФ, РМНТК «Нефтеотдача», «ВНИИнефть». – 130 с.
3. Альвард А.А., Токарев М.А. Обобщение результатов применения осадкогелеобразующих технологий, применяемых на месторождениях Башкортостана для выбора и обоснования метода воздействия на пласт 4П месторождения Алеф Йеменской Республики. / Интервал. – 2002. – №12 (47). – С. 37-43.
4. Крамбейн У., Кауфмен М., Мак-Кеммон Р. Модели геологических процессов / Пер. с англ. – М.: Мир, 1973. – С. 76-89.
5. Боровко Н.Н. Статистический анализ пространственных геологических закономерностей. – Л.: Недра, 1971. – 172 с.

## **Увеличение нефтеотдачи пластов и обработка призабойной зоны скважин**



## ИССЛЕДОВАНИЯ ПО НЕФТЕОТДАЧЕ ПЛАСТОВ И ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН – ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

*Глумов И.Ф. (ТатНИПИнефть)*

Предшественниками Татарского нефтяного научно-исследовательского института (ТатНИИ) Министерства нефтедобывающей промышленности СССР были Татарская комплексная постоянно действующая экспедиция ВНИИ (начальник Алексей Федорович Блинов) и центральная научно-исследовательская лаборатория (ЦНИЛ) объединения «Татнефть», директором которой был Сайфи Саидович Магдиев, зам. директора – Иван Фоканович Глумов. Основной костяк работников этих двух организаций составили начальный кадровый состав ТатНИИ. В частности, в состав лаборатории физики пласта ТатНИИ вошли ряд работников аналитической лаборатории ЦНИЛ. И.Ф. Глумов – крупный специалист в области разработки и совершенствования новых методов повышения нефтеотдачи пластов занимал должности старшего научного сотрудника, зав. отделом повышения нефтеотдачи пластов, зам. директора ТатНИПИнефть, на сегодняшний день – ведущий научный сотрудник в отделе увеличения нефтеотдачи пластов.

Деятельности по увеличению эффективности извлечения нефти из пластов начало было положено исследованиями по реализации метода гидравлического разрыва пласта (ГРП). В 50-е годы был выполнен значительный объем работ по повышению эффективности ГРП для повышения продуктивности добывающих скважин и освоения и увеличения приемистости нагнетательных скважин. В частности, предложено для ГРП добывающих скважин использовать водонепятные эмульсии, а для ГРП нагнетательных скважин – соленую сульфитспиртовую барду (ССБ). Впервые фильтрационными опытами на девонских ядрах установлено, что жидкости разрыва кольматируют образовавшиеся поверхности трещин разрыва, что рез-

ко снижает эффективность ГРП. Следует отметить, что этот фактор до сих пор мало учитывается при подборе жидкостей разрыва.

В целом в конце 50-х и начале 60-х годов большой вклад в повышение эффективности ГРП внесли И.В. Кривоносов и Ю.Н. Васильев.

В эти же годы впервые обнаружены биохимические процессы при закачке пресной воды в пласт в условиях Ромашкинского месторождения (А.Д. Ли, В.В. Кузнецова), детально изучено изменение нефтепроницаемости ядра при моделировании условий его подъема на поверхность, исследовано проникновение фильтрата глинистого раствора в монолитный песчаник в процессе выбуривания ядра, что необходимо знать при использовании ядерных данных для определения коэффициента нефтенасыщенности пласта и коэффициента вытеснения нефти.

В эти же первые 10 лет существования ТатНИИ разработан и испытан в промысловых условиях глубинный расходомер для определения профиля приемистости в нагнетательных скважинах, выполнено определение температуры выпадения парафина из пластовой нефти непосредственно в пористой среде при динамических условиях, впервые (совместно с В.А. Ероным и С.Х. Айгистовой) выявлено изменение (увеличение) содержания в нефти серы и смол в процессе эксплуатации Ромашкинского месторождения, впервые выявлено изменение свойств нефти и воды при их взаимном динамическом контактировании в пластовых условиях.

В первое десятилетие ТатНИИ выполнены значительные работы по обоснованию методики и определены условия для изучения запасов нефти  $D_1$ ,  $D_0$  Ромашкинского месторождения (совместно с И.П. Чоловским и Л.Ф. Деметьевым), впервые получена экспериментальная зави-

симось нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти из пород горизонтов  $D_1$ ,  $D_0$  Ромашкинского месторождения от их проницаемости и пористости.

В это же десятилетие были выполнены такие крупные работы, как исследование движения двухфазной несжимаемой жидкости в пористой среде (В.П. Оноприенко), исследование влияния силы тяжести на процесс вытеснения нефти водой (А.Х. Фаткуллин), экспериментальное исследование вытеснения нефти водой из неоднородных пористых сред (Р.Т. Фазлыев), исследование эффективности и усовершенствование технологии методов обработки призабойной зоны скважин, совместно эксплуатирующих несколько пластов с различной проницаемостью (И.В. Кривоносов), особенности фильтрации в анизотропных пластах и определение их параметров (У.П. Куванышев), начато исследование вопросов повышения нефтеотдачи пластов  $D_1D_0$  Ромашкинского месторождения.

В начале 60-х годов, т.е. также в первое десятилетие существования ТатНИИ, И.Ф. Глумовым совместно с А.Ф. Гильманшиным предложен и обоснован фотоколориметрический способ контроля за движением нефти в пластах в процессах их разработки – коэффициент светопоглощения нефти  $K_{сп}$ . Этот параметр различается по величине в пределах одной залежи и закономерно изменяется по площади и вертикали (в 3-6 раз), определяется достаточно просто, быстро, точно и воспроизводимо. Так, на одном приборе проводилось определение  $K_{сп}$  нефтей, отобранных из более 1000 скважин в год (И.И. Сучкова). Эти работы дали возможность определять направление и скорость горизонтального перемещения нефти в однопластовой залежи, относительный дебит отдельных пластов многопластовой залежи, выявлять обводнившийся пласт, осуществлять геохимический контроль за эффективностью ГТМ. Все это обусловило широкое применение фотоколориметрии нефтей во многих регионах Советского Союза.

Исследование основных закономерностей фильтрации нефти, газа и воды в поровой среде, детальное изучение механизма вытеснения нефти водой с возможно полным учетом реальных пластовых условий, являлось главной задачей лаборатории подземной гидродинамики в первое десятилетие существования (А.Х. Фаткуллин, З.Г. Сайфуллин). Многочисленные эксперименты, проведенные на специально созданной установке, показали, что, в зависимости от параметров пласта и характера действующих сил, возможно как послойное, так и равномерное перемещение

водонефтяного контакта в слоисто-неоднородном пласте. При этом было отмечено, что в определенных условиях при послойном течении процесс вытеснения становится автомодельным, что дает возможность рассматривать известные решения задач одномерной фильтрации или системы нефть – вода при внедрении системы ППД в таком пласте. Сопоставление результатов расчетов с экспериментальными данными показало удовлетворительное соответствие.

Первые промышленные работы по увеличению нефтеотдачи пластов начаты еще в 1964 г. Эти опытно-промышленные работы проводились совместно с НПУ «Альметьевнефть» и ВНИИ (Н.Л. Раковский) для изучения особенностей процесса смешивающегося вытеснения при закачке стабильного газового бензина на участке малопроницаемых коллекторов Миннибаевской площади (Н.Ф. Дорошук).

В середине 60-х годов был выполнен значительный объем лабораторных исследований (И.Ф. Глумов, Г.К. Ченцова, В.И. Оленев) по оценке условий и эффективности применения тринатрийфосфата и концентрированной серной кислоты для повышения нефтеотдачи.

По лабораторным данным получено, что применение тринатрийфосфата приводит к увеличению коэффициента безводного вытеснения нефти на 11-17% и конечного коэффициента вытеснения нефти на 10-12%. Применение концентрированной серной кислоты в лабораторных условиях приводит к увеличению конечного коэффициента вытеснения нефти в среднем на 15%. Первые опытно-промышленные работы по закачке раствора тринатрийфосфата выполнены совместно с НГДУ «Елховнефть» на двух участках Ново-Елховского месторождения в 1965-1966 гг., а по закачке концентрированной серной кислоты совместно с НГДУ «Прикамнефть» на участке Первомайского месторождения в 1967 году (И.Ф. Глумов, В.Д. Кочетков).

Проведен значительный комплекс лабораторных исследований (И.Ф. Глумов, Л.И. Мирсаяпова, Г.К. Ченцова), а также трудоемких промышленных исследований (В.К. Петухов). Все это, а также положительные результаты первых опытно-промышленных работ позволили руководству объединения «Татнефть» гораздо шире и целенаправленнее увеличить объемы промышленных работ по этим технологиям МУН с 1971 г., которые курировались отделом ПНП (Р.М. Абдулхаиров, В.Д. Подымов).

В эти же годы начаты и проведены значительные работы как в лабораторных, так и в промышленных усло-

виях по применению неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) для повышения нефтеотдачи и увеличения приемистости нагнетательных скважин (И.Ф. Глумов, Л.И. Мирсаяпова, В.В. Слесарева и др.). В результате предложена «разовая» технология применения НПАВ (высококонцентрированные растворы), более эффективная и менее затратная по сравнению с технологией закачки малоконцентрированных растворов НПАВ.

К концу 80-х годов за счет этих трех технологий МУН в объединении «Татнефть» ежегодно добывалось дополнительно почти 1 млн т нефти.

В 1971 г. были начаты поисковые работы с целью вовлечения в народнохозяйственный оборот залежей природных битумов пермских отложений Республики Татарстан (А.Х. Фаткуллин).

Помимо этого продолжались работы по закачке газа высокого давления, чередующихся оторочек газа и воды (Н.Ф. Дорощук, А.С. Захаров), по внутрислово-вому гидролизу солей алюминия (Н.А. Рошкетяева), включая промысловые испытания этих технологий.

Совместно с ВНИИнефть выполнен значительный объем лабораторных и промысловых работ по испытанию мицеллярно-полимерного вытеснения (Н.Ф. Дорощук, В.С. Золотухина).

Предложена «створовая» технология закачки жидкой двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи и начата ее реализация на Елабужском месторождении (Р.Р. Ибатуллин, Н.И. Царева).

На основе поисковых работ на рубеже 80-90-х годов разработана и внедрялась технология повышения нефтеотдачи пластов на основе маслорастворимых НПАВ АФ<sub>9</sub>-6 (И.Ф. Глумов, Р.Р. Ибатуллин, В.В. Слесарева, Н.А. Рошкетяева и др.).

Значительное влияние на наши работы в области применения НПАВ для воздействия на нефтяные пласты для интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи оказал крупнейший ученый, доктор химических наук, профессор А.Ф. Корецкий, после Института неорганической химии Сибирского отделения АН СССР три года проработавший в отделе ПНП. Выполненные под его руководством и непосредственном участии поисковые лабораторные работы легли в основу дальнейших исследований нашего отдела и доведения их до промысловых испытаний (Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, Н.И. Царева, В.В. Слесарева, Т.Н. Новичкова и др.).

Другим примером плодотворного сотрудничества ТатНИПИнефть с академической наукой, в данном случае с институтом микробиологии РАН, является цикл совместных работ по созданию новых методов микробиологического воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи, а также ОПЗ и очистки скважинного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений (Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, И.Ф. Глумов). Эти работы, показавшие в промысловых условиях хорошие технико-экономические показатели, были удостоены премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (1995 г.).

Для поздних стадий разработки нефтяных месторождений, когда особенно важна рентабельность добычи нефти, создана экономичная технология применения сшитых полимерных систем на основе полиакриламида и солей алюминия (И.Ф. Глумов, В.В. Слесарева, С.Г. Уваров, О.М. Андриянова и др.). Эта технология в настоящее время проходит широкие опытно-промышленные испытания (Н.П. Кубарев, Ш.К. Гаффаров).

В последнее время проведен значительный объем поисковых работ по применению биополимеров ксантанового типа для повышения нефтеотдачи. В настоящее время эти работы ведутся в промысловых условиях (Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, М.Р. Хисаметдинов).

В отделе увеличения нефтеотдачи пластов созданы методики лабораторного тестирования новых композиций для физико-химического воздействия на пласт с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и водоограничения и стимуляции добывающих скважин с использованием естественных кернов (К.Ш. Зиатдинов, В.Н. Лакомкин) и сдвоенных насыпных пористых сред (С.А. Нигматуллин, Р.Р. Латыпов) как при воздействии на пласт через нагнетательные, так и через добывающие скважины. За последние 5 лет по этим методикам лабораторного тестирования строго в одинаковых условиях проведено более 250 серий опытов (в каждой серии 3-5 опытов) наряду с предварительными физико-химическими и реологическими исследованиями (Н.М. Петрова, В.С. Золотухина, Ш.Г. Рахимова, Т.Н. Новичкова и О.М. Андриянова). В результате этих поисковых работ удалось создать «портфель» из двух десятков технологий воздействия на пласт, которые после дополнительного изучения, составления необходимой нормативно-технической документации, проведения опытно-промышленных работ и сдачи приемочной комиссии ОАО «Татнефть» могут найти широкое применение на практике.

Следует отметить также комплекс технологий на основе эфиров целлюлозы (оксиэтилцеллюлоза – ОЭЦ, метилметилцеллюлоза – ММЦ), разработанных и широко применяемых в Татарстане, Западной Сибири, Казахстане (Н.Н. Кубарева, Б.Е. Доброскок, Р.Х. Мусабилов, Р.З. Ризванов).

Чем старше нефтяной регион, тем острее он нуждается в увеличении извлекаемых запасов нефти. В настоящее время можно назвать 5 направлений решения этой проблемы в Республике Татарстан.

Первое – основное и очевидное направление увеличения извлекаемых запасов нефти за счет проведения геологоразведочных работ. Но, к сожалению, в настоящее время годовой прирост запасов в результате проведения геологоразведочных работ уже не может компенсировать годовой уровень добычи нефти. При этом, по мнению многих авторитетных геологов, на территории Республики Татарстан остались неоткрытыми, в основном, мелкие и мельчайшие залежи нефти.

Второе направление увеличения извлекаемых запасов нефти – применение различных и многочисленных методов воздействия на пласт для увеличения добычи нефти и уменьшения добычи попутной воды. При этом увеличение добычи нефти в результате воздействия на пласт можно достичь как за счет интенсификации добычи нефти (что важно для повышения рентабельности), так и за счет вовлечения в разработку новых извлекаемых запасов. Если учесть, что только в отложениях Д<sub>1</sub>, Д<sub>0</sub> Ромашкинского месторождения после отбора всего извлекаемого запаса (при достижении проектной величины коэффициента нефтеизвлечения существующими технологиями) в пластах останется 2 млрд т остаточной нефти, то становится очевидной неизбежность роста объемов работ в этом направлении, особенно при условии роста мировых цен на нефть.

Третье направление увеличения извлекаемых запасов нефти – это разработка способов вовлечения в народнохозяйственный оборот запасов высоковязких нефтей и природных битумов (ПБ) в пермских отложениях. Здесь необходимы поисковые работы и опережающие ОНР по созданию способов воздействия на пласт путем многократного снижения вязкости ПБ в прискважинной зоне, создания локального повышения пластовой энергии в районе добывающих скважин, повышения проницаемости призабойной зоны, резкого увеличения поверхности дренирования. Очевидно, что коммерческую ценность эти работы будут иметь лишь при стабильно высоких мировых ценах на нефть.

Четвертое направление работ по увеличению извлекаемых запасов нефти – гравитационная сегрегация нефти в заводненных пластах. Предполагается, что после окончания разработки заводнением нефтяной залежи или ее участка рассеянная остаточная нефть будет снова аккумулироваться в имеющихся ловушках, образуя локализованные в высоководонасыщенном окружении вторичные залежи. На такую возможность указывал акад. А.П. Крылов и др. Однако сроки такого переформирования совершенно не ясны. Рассматривая содержимое порового пространства заводненного пласта в качестве дисперсии рассеянной нефти в воде, в которой вода является дисперсионной средой, а нефть – дисперсной фазой, т.е. системы, когда заводненный нефтяной пласт термодинамически является неравновесной метастабильной системой, приходим к выводу, что при минимизации мешающих факторов (наличие разветвленной неоднородной твердой поверхности, адгезия, капиллярные явления и др.) с той или иной скоростью должны происходить агрегация, коалесценция, укрупнение, консолидация рассеянной нефти, и, тем самым, ее мобилизация и аккумуляция с образованием вторичной нефтяной залежи.

Первые поисковые лабораторные исследования показали перспективность этого направления.

Пятое направление исследований – возможное увеличение извлекаемых запасов нефти за счет подтока («подпитки», по Р.Х. Муслимову) глубинной нефти в разрабатываемые залежи является наиболее спорным, но наименее затратным и потенциально наиболее эффективным. Впервые в отечественной и зарубежной практике в отделе увеличения нефтеотдачи пластов предпринята попытка выявления, распознавания и идентификации конкретных скважин, в районе которых вероятен (был или есть) подток нефти на примере отложений Д<sub>1</sub>, Д<sub>0</sub> Миннибаевской и Абдрахмановской площадей Ромашкинского месторождения. Таким образом, здесь речь идет о попытке локализации «нефтеподводящих каналов» (по Корчагину В.И.) с тем, чтобы в конечном итоге управлять производительностью этих каналов (С.Г. Уваров, В.В. Слесарева, О.И. Афанасьева) и планировать проведение ГТМ в этих локализованных зонах.

Актуальность всех этих направлений была и будет востребована в сегодняшней и будущей деятельности в области повышения обеспеченности добычи нефти запасами на территории Республики Татарстан.

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА

*Ибатуллин Р.Р.<sup>1</sup>, Беляев С.С.<sup>2</sup>, Борзенков И.А.<sup>2</sup>,  
Уваров С.Г.<sup>1</sup>, Царева Н.И.<sup>1</sup>, Береговой А.Н.<sup>1</sup>  
(ТатНИПИнефть,  
Институт микробиологии РАН)*

Существующие способы разработки нефтяных месторождений дают возможность извлекать из недр не более половины геологических запасов нефти, поэтому разработка новых методов увеличения нефтеизвлечения была и остается весьма актуальной задачей.

Микробиологические методы увеличения нефтеизвлечения (ММУН) привлекают внимание, прежде всего, низкой капиталоемкостью, высокой эффективностью и безопасностью для окружающей среды. Опытно-промышленные работы (ОПР) с применением ММУН, которые в разное время проводились в США, ГДР, ЧССР, Венгрии, Польше, СССР, России и других странах, показали перспективность данного направления. Широко известны и распространены методы, основанные на использовании мелассы и сбраживающих ее микроорганизмов. На месторождениях Татарстана ОПР по закачке мелассы проводились в 1992-1994 гг. на одном участке в башкирских отложениях среднего карбона 302 залежи Ромашкинского месторождения. Дополнительная добыча оказалась достаточно низкой и составила 4,806 тыс. т (см. таблицу).

Специалистами ТатНИПИнефть и Института микробиологии Российской Академии наук (ИНМИ РАН) разработана базовая биоготехнология повышения нефтеотдачи для месторождений с терригенными коллекторами, имеющими температуру менее 50°C и заводняемыми пресными водами, основанная на активации пластовой микрофлоры. Применение базовой биоготехнологии повышения нефтеотдачи (БТПН) осуществляется на месторождениях или их участках, длительное время (не менее года) разрабатываемых с

использованием заводнения пресной водой, в результате чего в призабойной зоне нагнетательных скважин формируется микробиологическое сообщество (биоценоз), состоящее, прежде всего, из комплекса аэробных углеводородоокисляющих микроорганизмов и анаэробных метанобразующих бактерий.

Технология метода состоит из двух последовательных этапов: первый – собственно активация аэробной микрофлоры в призабойной зоне нагнетательной скважины путем введения аэрированного раствора минеральных солей азота и фосфора (неорганическое питание). Результатом такой активации является образование продуктов биodeградации части остаточной нефти: жирных кислот, спиртов, поверхностно-активных соединений, биополимеров, двуокиси углерода и других, обладающих активными нефтewытесняющими свойствами. Второй этап – обычное заводнение в соответствии со схемой разработки данного участка месторождения, продвигающее выработанный на первом этапе комплекс нефтewытесняющих агентов по направлению к добывающим скважинам. Кроме того, на втором этапе, по мере биологического и химического потребления кислорода и создания анаэробной обстановки в пласте, часть низкомолекулярных органических продуктов метаболизма нефтяных углеводородов утилизируется метаногенами с образованием метана – также известного нефтewытесняющего агента.

Опытно-промышленные испытания базовой БТПН были проведены в период с 1983 по 2002 гг. на ряде участков Бондюжского и Ромашкинского нефтяных месторождений Татарстана. Испытания продемонстрировали высокую эффективность разработанной БТПН, позволившую получить на опытных участках 131,52 тыс. т дополнительно добытой нефти (см. таблицу). При этом удельные технологические затраты

не превышали 5 долл. США (в ценах 90-х годов) на тонну дополнительно добытой нефти. Технология полностью вписывается в схему разработки месторождения с применением заводнения и не требует дополнительных капиталовложений.

С целью расширения области применения БТПН на месторождениях, заводняемых пресными или слабоминерализованными водами (до 30 г/л), были разработаны два модифицированных варианта технологии. Первый из них – для участков, где осуществляется циклическое заводнение – состоит в сочетании процесса активации пластовой микрофлоры с циклическим гидродинамическим воздействием, когда цикл остановки нагнетательных скважин совпадает с циклом развития биоценоза в призабойной зоне скважины после закачки питательной среды (солей азота и фосфора). Названный вариант в настоящее время применяется на Ромашкинском месторождении, где в период с 1992 по 2002 гг. с помощью этого метода добыто более 287,6 тыс. т дополнительной нефти (см. таблицу).

Заслуживает внимания и второй вариант технологии для участков, где нагнетательные скважины работают длительный период (более 3-5 лет) и призабойная зона таких скважин достаточно сильно промыта, а остаточная нефть высоко окислена. Эта модификация заключается в сочетании базовой активации пластовой микрофлоры с одновременным введением в пласт дополнительного углеводородного питания (сырой нефти) для микроорганизмов. Этот вариант БТПН также прошел опытно-промышленные испытания на Ромашкинском, Ново-Елховском и Первомайском месторождениях Республики Татарстан. Как показано в таблице, его использование позволило получить около 41,98 тыс. т дополнительной нефти.

Анализ современного состояния разработки нефтяных месторождений Татарстана и других регионов России показывает, что на многих месторождениях в процессе эксплуатации с применением заводнения используются минерализованные или так называемые сточные воды. Эти воды остаются после обезвоживания нефтяной продукции, и существует объективная необходимость включения их в технологический цикл, т. е. к закачке в пласт для поддержания пластового давления. Современная ситуация на месторождениях Татарстана сейчас такова, что уже на подавляющем большинстве нефтяных месторождений заводнение осуществляется минерализованными водами и разработка биогетехнологии повышения нефтеотдачи для

таких месторождений является крайне актуальной задачей. Для этих объектов нами разработан новый вариант БТПН.

Анализ результатов предварительных работ по изучению распространения геохимической деятельности и особенностей физиологии микроорганизмов нефтяных месторождений, проведенных специалистами ИНМИ РАН, позволяет заключить, что на участках месторождений с высокосолёными пластовыми водами, а также в призабойных зонах нагнетательных скважин, заводняемых минерализованными водами, численность микроорганизмов довольно низкая и биогетехимические процессы развиваются слабо. В то же время в нефтяных пластах исследованных месторождений присутствуют галотолерантные и галофильные микроорганизмы, которые могут активно развиваться в условиях высокой солёности при наличии там необходимых питательных веществ.

Таким образом, активация микробиологических процессов в пласте с целью образования нефтewытесняющих соединений лимитируется прежде всего низкой численностью углеводородоксиляющих микроорганизмов, ответственных за образование этих соединений. В связи с этим схема разработанной новой биогетехнологии повышения нефтеизвлечения включает стадию дополнительной интродукции в пласт галофильных углеводородоксиляющих микроорганизмов путем закачки через нагнетательные скважины раствора биопрепарата «Деворойл», разработанного специалистами ИНМИ РАН. Кроме того, в закачиваемых минерализованных водах растворимость кислорода существенно снижается, поэтому для развития микробиологических процессов в пласте необходимо увеличить объем закачиваемого воздуха или использовать другие источники кислорода. В качестве источника молекулярного кислорода нами рекомендована перекись водорода.

Используемый в технологии биопрепарат «Деворойл», содержит четыре бактериальных и один дрожжевой организм, выведенные из пластовых вод Бондюжского месторождения: *Rhodococcus erythropolis*, str. 367-6, *Rh.maris*, str.367, *Rh.maris*, str. 367-4, *Alkaligenes faecalis*, str. 367; и *Jarrovwia lipolytica*, str. 367-3. Микроорганизмы – сообщества способны эффективно окислять алифатические углеводороды нефти с длиной цепи C<sub>9</sub>-C<sub>30</sub> и ароматические углеводороды с образованием CO<sub>2</sub>, жирных кислот и спиртов, поверхностно-активных соединений и других органических веществ, обладающих нефтewытесняющими свойствами. Мик-

роорганизмы препарата способны активно функционировать при температуре от 10 до 50° С, в широком диапазоне кислотности среды (рН 4,5-9,5). Среди бактериальных штаммов имеются организмы, обладающие как гидрофильной, так и липофильной клеточной стенкой, что обуславливает возможность развития процесса окисления нефти на границе вода-нефть. Микроорганизмы препарата активно окисляют нефтяные компоненты в водных средах, содержащих минеральные соли азота и фосфора и до 150 г/л NaCl. Исследования, проведенные в институтах Российского министерства здравоохранения и санитарно-эпидемиологической службы, показали, что микроорганизмы, входящие в состав препарата, являются непатогенными и нетоксичными.

Опытно-промысловые испытания по технологии микробиологического воздействия на пласт в условиях закачки минерализованных (сточных) вод начались в 2000 г. В период с 2000 по 2005 гг. проведено 48 обработок, дополнительная добыча составила 68,17 тыс. т (см. таблицу). В настоящее время технология рекомендована к промышленному внедрению на объектах ОАО «Татнефть».

Все разработанные специалистами ТатНИПИнефть и ИНМИ РАН биогеоэотехнологии защищены патентами РФ и прошли широкую апробацию в промысловых условиях. Применение описанного выше комплекса микробиологических технологий в условиях месторождений Татарстана за 2 последних десятилетия позволило добыть свыше 557 тыс. т дополнительной нефти (см. таблицу, рисунок).

Таким образом, современный уровень изученности микроорганизмов, накопленный положительный опыт промысловых работ позволяет сделать вывод о перспективности осуществления технологического процесса интенсификации нефтедобычи и повыше-

ния коэффициента нефтеизвлечения за счет жизнедеятельности микрофлоры в пластовых условиях. Однако недостаточная изученность видового состава при изменении природного равновесия в продуктивном пласте, связанного с добычей нефти, закачкой вод и т. д., а также многоступенчатость биохимических процессов разложения углеводородов нефти разными группами микроорганизмов, осложняющаяся разнообразием химического состава нефти и природных вод, и другие обстоятельства и процессы обуславливают сложность осуществления устойчивого процесса в желаемом направлении. Это усугубляется еще отсутствием современных технических средств и методик непрерывного мониторинга и регулирования характера взаимодействия в пластовых условиях многофакторной системы: субстрат – микробный биоценоз – окружающая среда – продукты метаболизма, работающей в замкнутом цикле и характеризующейся значительной неустойчивостью и изменчивостью каждой составляющей системы. Очевидно, именно этими обстоятельствами во многом можно объяснить некоторые неудачи выполненных и ведущихся в настоящее время работ. Только опираясь на всесторонние знания видового состава микроорганизмов и их морфолого-физиологических особенностей, природных биоценозов и их взаимоотношений с вводимыми в пласт культурами, на понимание сущности и направленности биохимических процессов, можно будет разработать конкретный подход и в целом – комплекс технолого-микробиологических решений для конкретных гидрохимических, структурно-геологических и геохимических условий нефтяных месторождений. Учет всех факторов позволит решить эту проблему и можно ожидать, что уже в ближайшие годы будут получены новые существенные практические результаты для их испытаний в пластовых условиях.

Результаты применения ММУН на объектах ОАО «Татнефть»

| Технология   | Нагн. скв.<br>(доб. скв.) | Сроки     | Доп. добыча<br>нефти, тыс. т |
|--|---------------------------|-----------|------------------------------|
| Меласная (Clostridium)   | 6 (25)                    | 1992-1995 | 4,806<br>(на 01.1996 г.)     |
| Активация пластовой микрофлоры   | 14 (50)                   | 1983-2002 | 131,52<br>(на 07.2002 г.)    |
| Комбинированное воздействие<br>с циклическим заводнением                           | 16 (50)                   | 1992-2002 | 287,6<br>(на 08.2002 г.)     |
| Активация пластовой микрофлоры<br>с дополнительным углеводородным питанием         | 13 (38)                   | 1989-2002 | 41,98<br>(на 04.2002 г.)     |
| Активация пластовой микрофлоры<br>(включая интродуцированную)                      | 15 (35)                   | 1994-2002 | 23,69<br>(на 07.2002 г.)     |
| Микробиологическое воздействие на пласт<br>в условиях закачки минерализованных вод | 48 (138)                  | 2000-2005 | 68,17<br>(на 01.2005 г.)     |
| ВСЕГО  | 112 (336)                 | 1983-2005 | 557,766                      |

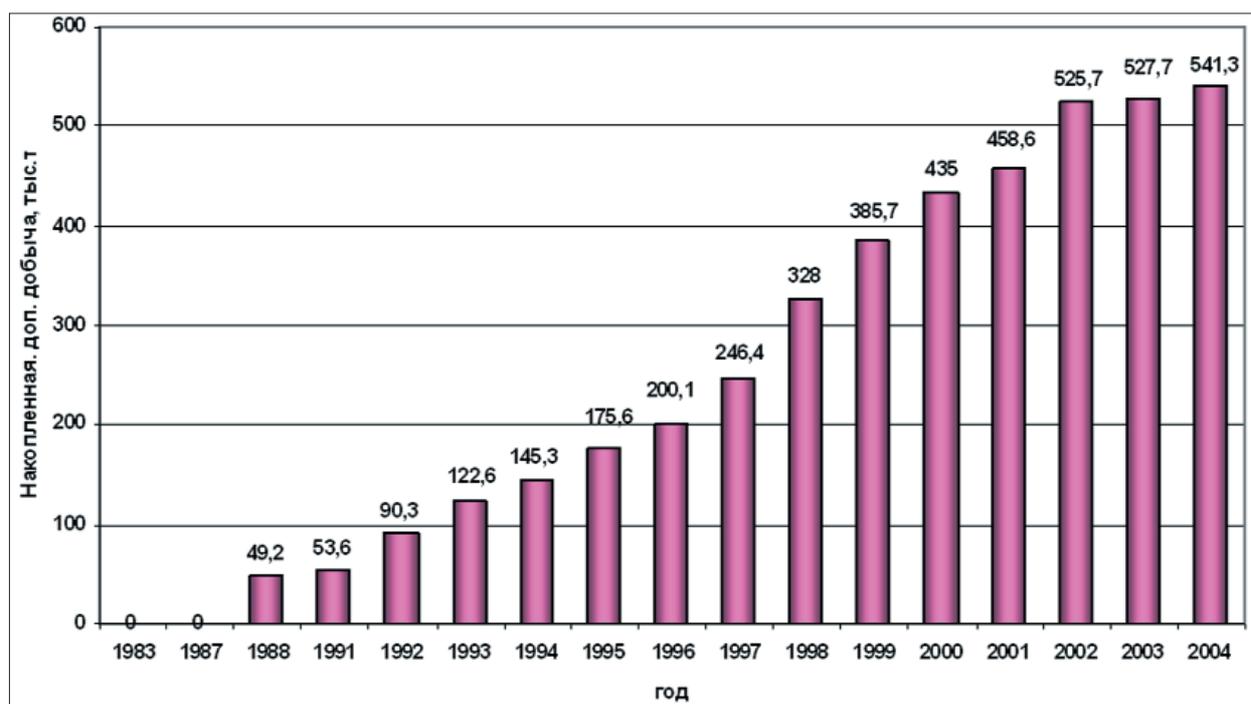


Рис. Результаты применения микробиологического воздействия на месторождения Татарстана за период с 1983 по 2005 гг.

## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ВЯЗКОСТЬ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ ИХ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ И ПАРОМ

Ибатуллин Р.Р., Глузов И.Ф., Уваров С.Г.,  
Слесарева В.В., Новичкова Т.Н.  
(ТатНИПИнефть)

Специальная группа международных экспертов рекомендовала использовать величину вязкости, равную 10000 мПа·с, в качестве критической для разделения нефтей и природных битумов, хотя в отечественной и зарубежной литературе приводятся значительно различающиеся величины предельной вязкости нефтей – от 1000-2000 мПа·с до 100000 мПа·с [1].

Согласно выделенным трем группам месторождений высоковязких нефтей [1], Мордово-Кармальское месторождение ПБ вошло во II группу, для которой зависимость вязкости (мПа·с) от температуры (°C) подчиняется уравнению регрессии  $\lg \eta_H = 7,2 - 2,90 \cdot \lg T$  с коэффициентом корреляции 0,82.

Для Ашальчинского месторождения, высоковязкая нефть которого относится к III группе, уравнение регрессии вязкости (мПа·с) от температуры (°C) с коэффициентом корреляции 0,73 выглядит следующим образом:  $\lg \eta_H = 9,6 - 3,8 \cdot \lg T$ . При этом область применения уравнений регрессии для этих двух месторождений ограничивается 15-300°C и 20-400°C соответственно. Результаты расчетов по этим уравнениям [1] представлены в табл. 1.

На основании обобщения лабораторных определений вязкости ПБ Мордово-Кармальского месторождения от температуры (данные Веревкина К.И.) получи-

ли аналитическую зависимость следующего вида [2]:  $\eta_H = 0,029452 e^{1308/(T-107)}$ . Расчеты по этой формуле приведены в табл. 1 в сопоставлении с результатами, полученными по уравнениям, представленным в [1].

Как видно из табл. 1, при одних и тех же температурах величины вязкости ПБ многократно различаются при использовании этих двух аппроксимаций. Это показывает, по нашему мнению, на значительную неоднородность ПБ даже в пределах небольших участков одного и того же месторождения. Поэтому, строго говоря, каждая скважина, пробуренная на ПБ, является самостоятельным объектом разработки.

Из такого сопоставления информации из литературных источников [1, 2] также следует необходимость массового определения температурных зависимостей вязкостей ПБ. Поэтому целью настоящей работы, наряду с накоплением статистического материала, является оценка температурной зависимости вязкости ПБ по единственному параметру – вязкости ПБ при стандартной температуре (20°C), так как определение величины вязкости ПБ при многих температурных величинах является достаточно трудоемкой работой. Второй целью данной работы является количественное определение влияния добавок различных растворителей к ПБ на вязкость полученных систем, а также комплексная оценка влияния температуры и добавки растворителя на вязкость ПБ и коэффициент вытеснения их горячей водой и паром.

Таблица 1

Расчетные величины вязкости ПБ (мПа·с) в зависимости от температуры (°C)

| Месторождение           | Расчетные величины вязкости, мПа·с, при температуре: |      |       |       |       |
|-------------------------|--|------|-------|-------|-------|
|                         | 20°C   | 50°C | 100°C | 150°C | 200°C |
| Мордово-Кармальское [1] | 2673   | 874  | 25,1  | 7,74  | 3,66  |
| Мордово-Кармальское [2] | 875  | 122  | 16    | 5     | 2     |
| Ашальчинское [1]        | 45290  | 1393 | 100   | 21,4  | 7,18  |

В общей сложности было произведено четыре отбора ПБ – три на Мордово-Кармальском месторождении и один отбор (скважина 204<sup>а</sup>) на Ашальчинском месторождении. Суммарное количество проб ПБ, отобранных на Мордово-Кармальском месторождении, составило 9 штук. Пробы ПБ отбирались из скв. 131-д, 258, 369, 403 (с участка внутрислоевого горения), из горизонтальной скв. 131-г (с участка паротеплового воздействия) и из скв. 305 до и после ППУ.

Большинство отобранных проб битума было представлено водонефтяной эмульсией, содержание воды в которых определялось по методу Дина и Старка (ГОСТ 2477-65). Для деэмульсации битума использовался деэмульгатор дисолван-4490, который добавлялся к водонефтяной эмульсии, после чего она выдерживалась на водяной бане в течение восьми часов для полного отделения воды.

Нами определялись следующие показатели, характеризующие свойства отобранных образцов ПБ: плотность, динамическая вязкость, общее содержание серы, кислотное число, суммарное содержание механических примесей, а также механических примесей, растворимых в соляной кислоте. Кроме того, определялся коэффициент светопоглощения ( $K_{ст}$ ).

Определение плотности битума проводилось при температуре 20°C на плотномере DMA-48 (фирма ANTON PAAR, Австрия), а динамической вязкости – на приборе Rheomat-180 (фирма Mettler, Швейцария). Для определения общей серы использовался настольный рентгено-флуоресцентный анализатор Lab-X<sup>3000</sup> (фирма OXFORD, Великобритания), а для определения коэффициента светопоглощения ( $K_{ст}$ ) – фотометр КФК-3 (п/о «ЗОМЗ», г. Загорск, Московская обл.).

Определение кислотного числа (КЧ) проводилось по ГОСТ 5985-79.

Определение механических примесей проводилось весовым методом, в основе которого лежит способность всех органических компонентов нефтепродукта растворяться в органических растворителях. Нерастворившийся остаток, задерживаемый фильтром при фильтровании исследуемого раствора нефти (битума), характеризует содержание в них механических примесей.

Поскольку используемый нами современный рео-вискозиметр работает в диапазоне скоростей сдвига 5,4–1280 с<sup>-1</sup>, а ПБ является неньютоновской жидкостью [3], приводим только максимальные величины динамической вязкости при разных температурах и до-

бавках растворителей, так как даже в призабойной зоне скорость сдвига не превышает 10<sup>-1</sup>–1 с<sup>-1</sup> [4].

В табл. 2 представлены восемь параметров проб ПБ, поступивших на исследование. Как видно из этой таблицы, величины плотности 10 проб ПБ составляют 0,9414–0,9684 г/см<sup>3</sup>, динамической вязкости ПБ Мордово-Кармальского месторождения при температуре 20°C – 1054–41300 мПа·с, содержание воды – 0–67 %, содержание общей серы – 2,914–4,156 %, коэффициент светопоглощения 602–1022 см<sup>-1</sup> при длине волны света 540 нм. Кислотное число ПБ составляет 0,25–3,0 мг КОН/г ПБ, общее содержание мехпримесей – 3,12–10,5 мг/г, т. е. 0,312–1,05 % вес., при этом на долю кислоторастворимых мехпримесей приходится основная часть общих мехпримесей.

В табл. 3 приведены результаты определения величины динамической вязкости ПБ Мордово-Кармальского месторождения при температурах 8 (пластовая температура), 10, 20, 30 и 40°C и с добавкой семи видов растворителей. В этой же таблице под чертой даны безразмерные величины вязкости, при этом за единицу принимались величины вязкости ПБ, полученные при 20°C. Это дает возможность, зная вязкость ПБ только при температуре 20°C, оценить вязкость его при разных температурах и при разных добавках различных растворителей. Здесь работали с исходным ПБ первого и третьего отборов (табл. 2) с обводненностью 36–37%.

В табл. 4 даны аналогичные показатели для Ашальчинского месторождения ПБ, но полученные в более широком диапазоне температур: 8, 10, 20, 30, 40, 60, 90°C, – с обводненностью 7 %.

Как видно из этих таблиц, уже при температуре 30–40°C при добавке 15% большинства испытанных растворителей вязкость снижается до величин меньше 100 мПа·с, что характеризует вязкость нефтей нижнего и среднего карбона многих месторождений РТ, в том числе разрабатываемых в настоящее время.

Для того, чтобы объективно оценить наилучшие растворители, в наибольшей степени снижающие вязкость ПБ при наименьшей величине добавки, воспользуемся применяемым в химмотологии индексным подходом. При этом назовем индексом вязкости по температуре отношение вязкостей ПБ при температурах 10 и 20°C, т. е.  $\eta_{10^\circ\text{C}}/\eta_{20^\circ\text{C}}$  при P=0 % (Т-индекс), индексом вязкости по растворителю назовем отношение вязкости ПБ без растворителя и с добавкой 10% растворителя при температуре 10°C, т. е.  $\eta_{P=0\%}/\eta_{P=10\%}$  (Р-индекс). Комплексный индекс вязкости по температуре и растворителю будет соответственно  $\eta_{10^\circ\text{C}, P=0\%}/\eta_{20^\circ\text{C}, P=10\%}$  (ТР-индекс).

Таблица 2

Характеристика образцов ПБ, поступивших на исследование

| Исследуемые параметры  | Мордово-Кармальское месторождение |                       |                         |          |                       |                         |          |                   |                      |                   | Ашальчинское месторождение |  |
|--|-----------------------------------|-----------------------|-------------------------|----------|-----------------------|-------------------------|----------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------------|--|
|  | Скв. 131д                         | Скв. 403 (с уч-ка ВП) | Скв. 131Г (с уч-ка ПТВ) | Скв. 258 | Скв. 403 (с уч-ка ВП) | Скв. 131Г (с уч-ка ПТВ) | Скв. 369 | Скв. 305 (до ПШУ) | Скв. 305 (после ПШУ) | Скв. 204* (с ПШУ) |                            |  |
| Дата отбора образцов   | 29.04.05                          | 29.04.05              | 29.04.05                | 27.05.05 | 27.05.05              | 27.05.05                | 29.06.05 | 29.06.05          | 29.06.05             | 20.07.05          |                            |  |
| № отбора   | 1 отбор                           |                       |                         | 2 отбор  |                       |                         | 3 отбор  |                   |                      | 4 отбор           |                            |  |
| Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup> *                            | 0,9537                            | 0,9631                | 0,9420                  | 0,9566   | 0,9643                | 0,9414                  | 0,9461   | 0,9537            | 0,9486               | 0,9684            |                            |  |
| Максимальная динамическая вязкость при 8°С, мПа·с                  | 13600                             | 8900                  | -                       | 41300    | 30700                 | 1054                    | 11900    | 5440              | 12900                | 32700             |                            |  |
| Содержание воды (по методу Дина и Старка), % об.                   | 36,8                              | 9,6                   | 0                       | 55,5     | 30,4                  | 0                       | 67,2     | 36,0              | 55,2                 | 7,2               |                            |  |
| Содержание общей серы, % вес.*                                     | 4,055                             | 2,914                 | 3,759                   | 4,156    | 3,431                 | 3,716                   | 3,810    | 3,884             | 3,372                | 4,268             |                            |  |
| Коэффициент светопоглощения (K <sub>сп</sub> ), см <sup>-1</sup> * | 704                               | 923                   | 678                     | 740      | 1022                  | 724                     | 602      | 636               | 634                  | 842               |                            |  |
| Кислотное число (КЧ), мг КОН/г нефти*                              | 0,69                              | 1,79                  | 0,66                    | 1,15     | 3,0                   | 0,73                    | 1,075    | 0,25              | 1,56                 | 0,64              |                            |  |
| Общее содержание мехпримесей, мг/г*                                | 3,12                              | -                     | -                       | 4,51     | -                     | -                       | 10,2     | 6,86              | 10,5                 | 0,98              |                            |  |
| Содержание мехпримесей, растворимых в HCl, мг/г*                   | 3,12                              | -                     | -                       | 4,27     | -                     | -                       | 6,36     | 3,22              | 5,23                 | 0,98              |                            |  |

Примечание: \* – определения относятся к безводному образцу

**Вязкостные свойства систем, содержащих природные битумы Мордово-Кармальского месторождения с добавками растворителей**  
**(над чертой – абсолютные величины динамической вязкости, мПа · с;**  
**под чертой – безразмерные величины вязкости ( $\eta^{20^{\circ}\text{C}}_{\text{исх.бит.}}=1$ ))**

| Наименование растворителя     | Кол-во растворителя, % | Вязкость систем при температуре: |                       |                      |                      |                      |
|-------------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
|                               |                        | 8°С                              | 10°С                  | 20°С                 | 30°С                 | 40°С                 |
| 1                             | 2                      | 3                                | 4                     | 5                    | 6                    | 7                    |
| Миа-Пром                      | 0                      | <u>13600</u><br>3,170            | <u>10000</u><br>2,331 | <u>4290</u><br>1,000 | <u>2070</u><br>0,482 | <u>1150</u><br>0,268 |
|                               | 5                      | <u>2540</u><br>0,592             | <u>1750</u><br>0,408  | <u>1270</u><br>0,296 | <u>561</u><br>0,131  | <u>285</u><br>0,066  |
|                               | 10                     | <u>625</u><br>0,146              | <u>520</u><br>0,121   | <u>235</u><br>0,055  | <u>170</u><br>0,040  | <u>108</u><br>0,025  |
|                               | 15                     | <u>263</u><br>0,061              | <u>214</u><br>0,050   | <u>137</u><br>0,032  | <u>86</u><br>0,020   | <u>55</u><br>0,013   |
|                               | 20                     | <u>140</u><br>0,033              | <u>113</u><br>0,026   | <u>77</u><br>0,018   | <u>52</u><br>0,012   | <u>40</u><br>0,009   |
| Кичуйский нестабильный бензин | 0                      | <u>13600</u><br>3,170            | <u>10000</u><br>2,331 | <u>4290</u><br>1,000 | <u>2070</u><br>0,482 | <u>1150</u><br>0,268 |
|                               | 5                      | <u>2860</u><br>0,667             | <u>1800</u><br>0,420  | <u>812</u><br>0,189  | <u>563</u><br>0,131  | <u>253</u><br>0,059  |
|                               | 10                     | <u>736</u><br>0,172              | <u>642</u><br>0,150   | <u>242</u><br>0,056  | <u>190</u><br>0,044  | <u>125</u><br>0,029  |
|                               | 15                     | <u>292</u><br>0,068              | <u>233</u><br>0,054   | <u>137</u><br>0,032  | <u>91</u><br>0,021   | <u>64</u><br>0,015   |
| Абсорбент Н марка Б           | 0                      | <u>13600</u><br>3,170            | <u>10000</u><br>2,331 | <u>4290</u><br>1,000 | <u>2070</u><br>0,482 | <u>1150</u><br>0,268 |
|                               | 5                      | <u>2190</u><br>0,510             | <u>1810</u><br>0,422  | <u>850</u><br>0,198  | <u>416</u><br>0,097  | <u>251</u><br>0,058  |
|                               | 10                     | <u>974</u><br>0,227              | <u>736</u><br>0,172   | <u>350</u><br>0,082  | <u>193</u><br>0,045  | <u>119</u><br>0,028  |
|                               | 15                     | <u>281</u><br>0,066              | <u>215</u><br>0,050   | <u>124</u><br>0,029  | <u>76</u><br>0,018   | <u>52</u><br>0,012   |
|                               | 20                     | <u>169</u><br>0,039              | <u>149</u><br>0,035   | <u>84</u><br>0,020   | <u>58</u><br>0,014   | <u>40</u><br>0,009   |
| Девонская нефть               | 0                      | <u>13600</u><br>3,170            | <u>10000</u><br>2,331 | <u>4290</u><br>1,000 | <u>2070</u><br>0,482 | <u>1150</u><br>0,268 |
|                               | 5                      | <u>6860</u><br>1,599             | <u>6800</u><br>1,585  | <u>2420</u><br>0,564 | <u>1310</u><br>0,305 | <u>709</u><br>0,165  |
|                               | 10                     | <u>2700</u><br>0,629             | <u>2440</u><br>0,569  | <u>1430</u><br>0,333 | <u>699</u><br>0,163  | <u>382</u><br>0,089  |

Продолжение таблицы 3

| 1                                   | 2  | 3                    | 4                    | 5                    | 6                   | 7                   |
|-------------------------------------|----|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| Нефрас<br>120/200                   | 0  | <u>5440</u><br>3,297 | <u>4430</u><br>2,685 | <u>1650</u><br>1,000 | <u>984</u><br>0,596 | <u>376</u><br>0,228 |
|                                     | 5  | <u>2190</u><br>1,327 | <u>1610</u><br>0,976 | <u>532</u><br>0,322  | <u>257</u><br>0,156 | <u>152</u><br>0,092 |
|                                     | 10 | <u>744</u><br>0,451  | <u>744</u><br>0,451  | <u>276</u><br>0,167  | <u>155</u><br>0,094 | <u>88</u><br>0,053  |
|                                     | 15 | <u>279</u><br>0,169  | <u>246</u><br>0,149  | <u>115</u><br>0,070  | <u>69</u><br>0,042  | <u>44</u><br>0,027  |
|                                     | 20 | <u>143</u><br>0,087  | <u>117</u><br>0,071  | <u>54</u><br>0,033   | <u>36</u><br>0,022  | <u>22</u><br>0,013  |
| Смесевой<br>растворитель<br>«МС-50» | 0  | <u>5440</u><br>3,297 | <u>4430</u><br>2,685 | <u>1650</u><br>1,000 | <u>984</u><br>0,596 | <u>376</u><br>0,228 |
|                                     | 5  | <u>2470</u><br>1,497 | <u>1640</u><br>0,994 | <u>744</u><br>0,451  | <u>304</u><br>0,184 | <u>170</u><br>0,103 |
|                                     | 10 | <u>1580</u><br>0,958 | <u>1210</u><br>0,733 | <u>398</u><br>0,241  | <u>183</u><br>0,111 | <u>125</u><br>0,076 |
|                                     | 15 | <u>684</u><br>0,415  | <u>574</u><br>0,348  | <u>197</u><br>0,119  | <u>103</u><br>0,062 | <u>65</u><br>0,039  |
|                                     | 20 | <u>238</u><br>0,144  | <u>158</u><br>0,096  | <u>82</u><br>0,050   | <u>51</u><br>0,031  | <u>27</u><br>0,016  |
| Сольвент<br>тяжелый (150/300)       | 0  | <u>5440</u><br>3,297 | <u>4430</u><br>2,685 | <u>1650</u><br>1,000 | <u>984</u><br>0,596 | <u>376</u><br>0,228 |
|                                     | 5  | <u>1770</u><br>1,073 | <u>1650</u><br>1,000 | <u>800</u><br>0,485  | <u>318</u><br>0,193 | <u>202</u><br>0,122 |
|                                     | 10 | <u>1680</u><br>1,018 | <u>1340</u><br>0,812 | <u>637</u><br>0,386  | <u>246</u><br>0,149 | <u>187</u><br>0,113 |
|                                     | 15 | <u>634</u><br>0,384  | <u>537</u><br>0,325  | <u>215</u><br>0,130  | <u>124</u><br>0,075 | <u>71</u><br>0,043  |
|                                     | 20 | <u>254</u><br>0,154  | <u>176</u><br>0,107  | <u>129</u><br>0,078  | <u>59</u><br>0,036  | <u>35</u><br>0,021  |
| Абсорбент марка А                   | 0  | <u>5440</u><br>3,297 | <u>4430</u><br>2,685 | <u>1650</u><br>1,000 | <u>984</u><br>0,596 | <u>376</u><br>0,228 |
|                                     | 5  | <u>2880</u><br>1,745 | <u>2410</u><br>1,461 | <u>790</u><br>0,479  | <u>581</u><br>0,352 | <u>267</u><br>0,162 |
|                                     | 10 | <u>923</u><br>0,559  | <u>851</u><br>0,516  | <u>253</u><br>0,153  | <u>131</u><br>0,079 | <u>94</u><br>0,057  |
|                                     | 15 | <u>404</u><br>0,245  | <u>294</u><br>0,178  | <u>135</u><br>0,082  | <u>83</u><br>0,050  | <u>46</u><br>0,028  |
|                                     | 20 | <u>115</u><br>0,070  | <u>110</u><br>0,067  | <u>63</u><br>0,038   | <u>33</u><br>0,020  | <u>24</u><br>0,0145 |

Таблица 4  
 Вязкостные свойства систем, содержащих природные битумы Апальчинского месторождения с добавками растворителей (над чертой – абсолютные величины динамической вязкости, мПа·с; под чертой – безразмерные величины вязкости ( $\eta_{\text{исх.бнт.}} = 1$ ))

| Наименование растворителя     | Кол-во растворителя, % | Вязкость систем при температуре: |               |              |              |             |             |            |  |  |
|-------------------------------|------------------------|----------------------------------|---------------|--------------|--------------|-------------|-------------|------------|--|--|
|                               |                        | 8°С                              | 10°С          | 20°С         | 30°С         | 40°С        | 60°С        | 90°С       |  |  |
| 1                             | 2                      | 3                                | 4             | 5            | 6            | 7           | 8           | 9          |  |  |
| Миа-Пром                      | 0                      | 32700 / 9,083                    | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |  |  |
|                               | 5                      | 7130 / 1,981                     | 3720 / 1,033  | 969 / 0,269  | 402 / 0,112  | 213 / 0,059 | 76 / 0,021  | 26 / 0,007 |  |  |
|                               | 10                     | 4020 / 1,117                     | 3880 / 1,078  | 761 / 0,211  | 324 / 0,090  | 169 / 0,047 | 69 / 0,019  | 22 / 0,006 |  |  |
|                               | 15                     | 1870 / 0,519                     | 1110 / 0,308  | 416 / 0,116  | 192 / 0,053  | 113 / 0,031 | 50 / 0,014  | 21 / 0,006 |  |  |
|                               | 20                     | 690 / 0,192                      | 542 / 0,151   | 206 / 0,057  | 112 / 0,031  | 67 / 0,019  | 34 / 0,009  | 16 / 0,004 |  |  |
| Кичуйский нестабильный бензин | 0                      | 32700 / 9,083                    | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |  |  |
|                               | 5                      | 4920 / 1,367                     | 4080 / 1,133  | 1530 / 0,425 | 529 / 0,147  | 244 / 0,068 | 76 / 0,021  | 34 / 0,009 |  |  |
|                               | 10                     | 2880 / 0,800                     | 2600 / 0,722  | 692 / 0,192  | 297 / 0,082  | 145 / 0,040 | 54 / 0,015  | 23 / 0,006 |  |  |
|                               | 15                     | 886 / 0,246                      | 580 / 0,161   | 337 / 0,094  | 142 / 0,039  | 80 / 0,022  | 33 / 0,009  | 15 / 0,004 |  |  |
|                               | 20                     | 382 / 0,106                      | 324 / 0,090   | 178 / 0,049  | 96 / 0,027   | 57 / 0,016  | 25 / 0,007  | 13 / 0,004 |  |  |
| Абсорбент Н марка Б           | 0                      | 32700 / 9,083                    | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |  |  |
|                               | 5                      | 9180 / 2,550                     | 8560 / 2,378  | 1760 / 0,489 | 785 / 0,218  | 313 / 0,087 | 102 / 0,028 | 30 / 0,008 |  |  |
|                               | 10                     | 2900 / 0,806                     | 2580 / 0,717  | 748 / 0,208  | 348 / 0,097  | 171 / 0,048 | 60 / 0,017  | 22 / 0,006 |  |  |
|                               | 15                     | 958 / 0,266                      | 887 / 0,246   | 404 / 0,112  | 190 / 0,053  | 99 / 0,028  | 40 / 0,011  | 16 / 0,004 |  |  |
|                               | 20                     | 598 / 0,166                      | 485 / 0,135   | 209 / 0,058  | 110 / 0,031  | 62 / 0,017  | 27 / 0,0075 | 12 / 0,003 |  |  |
| Девонская нефть               | 0                      | 32700 / 9,083                    | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |  |  |
|                               | 5                      | 25600 / 7,111                    | 24800 / 6,889 | 3690 / 1,025 | 1080 / 0,300 | 417 / 0,116 | 127 / 0,035 | 39 / 0,011 |  |  |
|                               | 10                     | 20200 / 5,611                    | 19800 / 5,500 | 2560 / 0,711 | 742 / 0,206  | 321 / 0,089 | 106 / 0,029 | 34 / 0,009 |  |  |
|                               | 15                     | 7250 / 2,014                     | 6190 / 1,719  | 1730 / 0,481 | 531 / 0,148  | 241 / 0,067 | 101 / 0,028 | 31 / 0,009 |  |  |
|                               | 20                     | 3550 / 0,986                     | 2730 / 0,758  | 1040 / 0,289 | 362 / 0,101  | 198 / 0,055 | 70 / 0,019  | 25 / 0,007 |  |  |

Продолжение таблицы 4

| 1                                   | 2  | 3             | 4             | 5            | 6            | 7           | 8           | 9          |
|-------------------------------------|----|---------------|---------------|--------------|--------------|-------------|-------------|------------|
| Нефрас<br>(120 / 200)               | 0  | 32700 / 9,083 | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |
|                                     | 5  | 8630 / 2,397  | 7400 / 2,056  | 1250 / 0,347 | 491 / 0,136  | 230 / 0,064 | 82 / 0,023  | 32 / 0,009 |
|                                     | 10 | 3090 / 0,858  | 2340 / 0,650  | 640 / 0,178  | 297 / 0,082  | 140 / 0,039 | 58 / 0,016  | 28 / 0,008 |
|                                     | 15 | 1090 / 0,303  | 986 / 0,274   | 234 / 0,065  | 126 / 0,035  | 70 / 0,019  | 35 / 0,010  | 17 / 0,005 |
|                                     | 20 | 436 / 0,121   | 313 / 0,087   | 125 / 0,035  | 73 / 0,020   | 43 / 0,012  | 24 / 0,007  | 14 / 0,004 |
| Смесевой<br>растворитель<br>«МС-50» | 0  | 32700 / 9,083 | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |
|                                     | 5  | 8710 / 2,419  | 7200 / 2,000  | 1650 / 0,458 | 670 / 0,186  | 292 / 0,081 | 94 / 0,026  | 29 / 0,008 |
|                                     | 10 | 2820 / 0,783  | 2380 / 0,661  | 698 / 0,194  | 297 / 0,082  | 155 / 0,043 | 57 / 0,016  | 20 / 0,006 |
|                                     | 15 | 985 / 0,274   | 958 / 0,266   | 345 / 0,096  | 149 / 0,041  | 89 / 0,025  | 36 / 0,010  | 14 / 0,004 |
|                                     | 20 | 487 / 0,135   | 429 / 0,119   | 185 / 0,051  | 89 / 0,025   | 54 / 0,015  | 26 / 0,007  | 12 / 0,003 |
| Сольвент<br>тяжелый<br>(150/300)    | 0  | 32700 / 9,083 | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |
|                                     | 5  | 8340 / 2,317  | 6130 / 1,703  | 1130 / 0,314 | 469 / 0,130  | 212 / 0,059 | 73 / 0,020  | 29 / 0,008 |
|                                     | 10 | 4370 / 1,214  | 3270 / 0,908  | 770 / 0,214  | 353 / 0,098  | 161 / 0,045 | 55 / 0,015  | 23 / 0,006 |
|                                     | 15 | 897 / 0,249   | 726 / 0,202   | 354 / 0,098  | 141 / 0,039  | 78 / 0,022  | 32 / 0,009  | 16 / 0,004 |
|                                     | 20 | 562 / 0,156   | 438 / 0,122   | 221 / 0,061  | 97 / 0,027   | 53 / 0,015  | 27 / 0,0075 | 14 / 0,004 |
| Абсорбент<br>марка А                | 0  | 32700 / 9,083 | 24700 / 6,861 | 3600 / 1,000 | 1340 / 0,372 | 587 / 0,163 | 149 / 0,041 | 39 / 0,011 |
|                                     | 5  | 6970 / 1,936  | 5280 / 1,467  | 1460 / 0,406 | 604 / 0,168  | 252 / 0,070 | 87 / 0,024  | 33 / 0,009 |
|                                     | 10 | 2440 / 0,678  | 1820 / 0,506  | 594 / 0,165  | 292 / 0,081  | 140 / 0,039 | 55 / 0,015  | 22 / 0,006 |
|                                     | 15 | 686 / 0,191   | 608 / 0,169   | 234 / 0,065  | 144 / 0,040  | 90 / 0,025  | 33 / 0,009  | 15 / 0,004 |
|                                     | 20 | 492 / 0,137   | 418 / 0,116   | 135 / 0,038  | 80 / 0,022   | 53 / 0,015  | 23 / 0,006  | 14 / 0,004 |

## Индексы вязкости ПБ в зависимости от повышения температуры и добавки растворителя

| Месторождение       | Растворитель (Р)              | Безразмерные индексы  |  |  |
|---------------------|-------------------------------|---|--|--|
|                     |                               | Т-индекс<br>$\eta_{10^{\circ}\text{C}}/\eta_{20^{\circ}\text{C}}$<br>при Р=0% | Р-индекс<br>$\eta_{\text{P}=0}/\eta_{\text{P}=10}$<br>при $t^{\circ}=10^{\circ}\text{C}$ | ТР-индекс<br>$\eta_{10^{\circ}\text{C}}$ при Р=0/<br>$\eta_{20^{\circ}\text{C}}$ при Р=10% |
| Мордово-Кармальское | Миа-Пром                      | 2,33  | 19,23  | 42,55  |
|                     | Кичуйский нестабильный бензин | 2,33  | 15,58  | 41,32  |
|                     | Абсорбент Н марка Б           | 2,33  | 13,59  | 28,57  |
|                     | Девонская нефть               | 2,33  | 4,10   | 6,99   |
|                     | Нефрас (120/200)              | 2,68  | 5,95   | 16,05  |
|                     | Смесевой растворитель «МС-50» | 2,68  | 3,66   | 11,13  |
|                     | Сольвент тяжелый (150/300)    | 2,68  | 3,31   | 6,95   |
|                     | Абсорбент марка А             | 2,68  | 5,21   | 17,51  |
| Ашальчинское        | Миа-Пром                      | 6,86  | 6,37   | 32,46  |
|                     | Кичуйский нестабильный бензин | 6,86  | 9,50   | 35,69  |
|                     | Абсорбент Н марка Б           | 6,86  | 9,57   | 33,02  |
|                     | Девонская нефть               | 6,86  | 1,25   | 9,65   |
|                     | Нефрас (120/200)              | 6,86  | 10,56  | 38,59  |
|                     | Смесевой растворитель «МС-50» | 6,86  | 10,38  | 35,39  |
|                     | Сольвент тяжелый (150/300)    | 6,86  | 7,55   | 32,08  |
|                     | Абсорбент марка А             | 6,86  | 13,57  | 41,58  |

Результаты такого подхода представлены в табл. 5.

Как видно из табл. 5, наилучшими по технологической эффективности для ПБ Мордово-Кармальского месторождения являются такие растворители, как Миа-Пром и Кичуйский нестабильный бензин (ТР-индекс равняется 42,55 и 41,32 соответственно).

Другие испытанные растворители в 1,5-6 раз меньше снижают вязкость ПБ в этих же условиях.

Рассмотрение табл. 5 показывает, что для большинства растворителей Р-индекс больше, чем Т-индекс, т. е. степень снижения вязкости ПБ при добавке 10 % растворителя больше, нежели степень снижения вязкости ПБ при повышении температуры на 10°С (с 10°С до 20°С).

Отсюда вытекает целесообразность использования углеводородных растворителей перед и в процессе термогравитационного дренирования при малой примесности горячей воды в технологии SAGD, что может заметно снизить энергозатраты на реализацию этой технологии и существенно интенсифицировать процесс.

Растворитель, кроме начального пускового этапа, можно получать прямой отгонкой добытого и обезвоженного ПБ (по патенту 1397473, Сахабутдинов Р.З. и др.) при температуре до 150-200°С с последующей транспортировкой с использованием теплоизолированных автоцистерн и закачкой в скважины.

Учитывая длительный (40-летний) период успешного применения углеводородных растворителей в

технологических процессах добычи нефти, в том числе для стимуляции добывающих скважин [5], целесообразно, по нашему мнению, провести предварительные ОПР на нескольких скважинах Мордово-Кармальского или Ашальчинского месторождений перед или в процессе паровоздушного воздействия низкотемпературным окислением [6]. Закачка растворителя с более низкой температурой воспламенения может привести к внутрислоевому горению, которое, однако, легко остановить прекращением подачи воздуха.

В целом, по нашему мнению, следует согласиться с мнением авторов [7], что пароциклическое, а также другие циклические воздействия, в том числе физико-химические, для стимуляции добывающих скважин являются одним из приоритетов добычи высоковязких нефтей.

Кроме того, была проведена экспериментальная оценка коэффициента вытеснения ПБ Ашальчинского месторождения водой при высоких температурах.

Лабораторные работы проводились на линейных моделях пласта, в качестве которых использовались прямые холодильники (Либиха), представляющие собой стеклянные трубки, впаиваемые в стеклянные рубашки. Внутренняя стеклянная трубка (длиной 50-55 см, диаметром 1,3-1,5 см) аккуратно заполнялась тщательно перемешанной смесью кварцевого песка с битумом Ашальчинского месторождения.

При проведении всех опытов битумосодержащие модели устанавливались вертикально и соединялись резиновым шлангом с термостатом. Опыты проводились при температуре 90°C с использованием воды в качестве термостатирующей жидкости и при температуре 150°C с использованием глицерина ( $t_{кип.} = 290^\circ\text{C}$ ) в качестве термостатирующей жидкости. После установления нужной температуры битумосодержащей пористой среды в нее подавали воду.

Проведено две основные серии опытов (в каждой серии по три опыта). В первой серии вода подавалась снизу в битумосодержащий песок с температурой 90°C. После прекращения выхода ПБ для увеличения битумоотдачи также при температуре 90°C снизу подавали в модель растворитель абсорбент А в количестве 10 % битумосодержащего объема и продолжали довытеснение ПБ водой с предоторочкой растворителя. Зная начальный объем ПБ в моде-

ли, объем ПБ на выходе (сверху) с учетом объема закачанного растворителя, рассчитывали коэффициенты битумовытеснения при 90°C первичный и довытеснения с растворителем.

Вторая серия опытов качественно имитировала технологию SAGD. В этой серии опытов вода подавалась сверху в нагретую до 150°C модель пласта, превращалась там в пар, так как давление в стеклянной трубке с битумосодержащим песком явно не превысило 0,1 МПа. Процесс вытеснения паром сверху вниз, также как и в первой серии, проводили до практического отсутствия (меньше 0,1 см<sup>3</sup>) битума на выходе (внизу).

Начальное битумосодержание во всех шести проведенных опытах было примерно одинаковым – от 10,9 до 11,7 % вес. В первой серии средняя величина этого параметра равнялась 11,2 % вес., а во второй серии – 11,1 % вес.

В первой серии из трех опытов (вытеснение битума снизу вверх водой при температуре 90°C) конечный коэффициент вытеснения битума составил 21,7 %. Последующее вытеснение снизу вверх при температуре 90°C с закачкой оторочки растворителя (абсорбента А) в объеме, равном 10 % битумосодержащего объема пор моделей, привело к конечной величине коэффициента вытеснения (с учетом закачанного растворителя), равной 53,3 %, т. е. увеличило его примерно на 30 пунктов, или почти в 2,5 раза. При этом средний накопленный водобитумный фактор оказался равным 47.

Во второй серии из трех опытов (вытеснение битума сверху вниз при температуре 150°C – имитация технологии SAGD) средняя величина конечного коэффициента битумовытеснения составила 68,2 %, что более чем в три раза больше, чем при вытеснении горячей водой при температуре 90°C снизу вверх, и на 15 пунктов больше, чем даже при использовании растворителя. При этом накопленный водобитумный фактор оказался в среднем равным 6,0, что почти в восемь раз меньше, чем в опытах первой серии.

### Список литературы

1. Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР: Справочное пособие. – М.: Недра, 1987. – 174 с.
2. Гаффаров Ш.К., Кубарев Н.П. Расчет паротеплового вытеснения битума для Мордово-Кармальского месторождения Татарстана с использованием

- экономичного метода численного счета // Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: Сб. науч. тр. – М.: Всеросс. нефтегаз. науч.- исслед. ин-т. – 1994. – Вып. 119. – С. 37-43.
3. Реологические свойства газонасыщенных битумов и водобитумных эмульсий / К.И. Вережкин, А.Х. Фаткуллин, С.Г. Сайфуллин // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1977. – Вып. 36. – С. 129-133.
  4. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдинов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М.: Недра, 1985. – 205 с.
  5. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
  6. Кубарев Н.П., Вережкин К.И., Дияшев Р.Н. Применение паровоздушной смеси для циклической добычи битумов на Мордово-Кармальной залежи // Тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, – 1980. – Вып. 44. – С. 49-52.
  7. Артеменко А.И., Кацавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 113-115.

## ЛАБОРАТОРНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МУН

*Ибатуллин Р.Р., Глузов И.Ф., Слесарева В.В.,  
Уваров С.Г. (ТатНИПИнефть)*

**Ф**ильтрационные и нефтевытесняющие свойства системы «порода – пластовые жидкости – техногенные композиции» во многом определяют текущую добычу нефти и нефтеотдачу. Необходимость продления жизни старых нефтяных районов с недостаточным приростом запасов нефти в результате геологоразведочных работ диктует научно-техническую политику, направленную на широкое применение методов и технологий воздействия на пласт на поздних стадиях разработки с целью повышения нефтеотдачи и обеспечения рентабельных дебитов скважин.

В настоящее время в Республике Татарстан наибольшее применение нашли физико-химические методы воздействия на пласт как по количеству технологий и их модификаций, так и по объему дополнительно добытой нефти. При этом в последние годы число физико-химических технологий постоянно увеличивается, а решение об их промышленном применении зачастую зависит от неизбежно субъективной аргументации их авторов.

Поэтому, по нашему мнению, так необходимо объективное тестирование новых физико-химических технологий воздействия на пласт по единой методике для сопоставления результатов такого тестирования с результатами тестирования других технологий перед проведением дорогостоящих опытно-промышленных работ по промышленному испытанию новых технологий МУН на скважинах.

Нами созданы методики тестирования. Одна из них предполагает использование естественных кернов, другая – разнопроницаемые двухслойные пористые среды.

### Методика лабораторного тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств композиций МУН на девонских кернах с использованием установки «Core Lab»

Существующие отраслевые стандарты по определению коэффициента вытеснения нефти водой [1] и фазовых проницаемостей [2] предусматривают только приближенное гидродинамическое подобие натуры из составных кернов [3]. Но они не позволяют говорить о моделировании, так как совершенно неизвестно, как влияет фактор времени на свойства такой сложной многофазной и многокомпонентной системы, как нефтяной пласт, который существует миллионы лет, а мы пытаемся его создавать в течение нескольких часов или суток.

Положение еще более усугубляется, когда мы пытаемся моделировать техногенное воздействие на нефтяной пласт. Поэтому следует говорить не о моделировании, а о тестировании технологий воздействия на пласт, проводимом по строго одинаковому алгоритму для всех технологий для сопоставления их друг с другом, а также для различных физико-геологических условий объектов их предполагаемого внедрения.

Учитывая сказанное, основные требования к методикам лабораторного тестирования технологий МУН должны, по нашему мнению, заключаться в следующем:

- использование естественных кернов и нефти (желательно без добавки растворителей) стратиграфических объектов реализации тестируемых технологий;
- проведение одного опыта на одном керне в течение одной рабочей смены с учетом скоростей фильтрации в призабойной зоне;

- проведение не менее пяти опытов (образцов керна) для каждой тестируемой технологии или геолого-физических условий ее реализации;
- использование безразмерных результатов тестирования для устранения влияния уровня параметров керна;
- использование непараметрического критерия распознавания образов, в частности, критерия Вилкоксона-Манна-Уитни, с определением доверительной вероятности различия средних величин результатов тестирования [4];
- создание щадящих условий при эксплуатации дорогостоящей импортной лабораторной установки, обеспечиваемых на режиме постоянной подачи фильтруемых жидкостей;
- использование не только фильтрационных, но и нефтевытесняющих свойств тестируемых технологий (коэффициент вытеснения нефти –  $K_{\text{выт.}}$ ).

Разработанная и применяемая в ТатНИПИнефть методика лабораторного тестирования технологий воздействия на пласт через нагнетательные скважины на поздних стадиях разработки заключается в следующем. Используются стандартные керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см, длиной 3,5-4,0 см. Керны экстрагируются в аппарате Сокслетта спирто-бензолом (отношение 1:4), сушатся до постоянного веса, определяется их воздухопроницаемость на приборе Горояна (зажим-бюретка), определяется их пористость по Преображенскому. Начальная водонасыщенность (содержание «связанной» воды в керне) создается методом центрифугирования (центрифуга Т-23, Германия) при 5000 оборотах в минуту в течение 30 минут. Затем керн помещается и герметизируется в вертикальном кернодержателе с обжимом при помощи резиновой манжеты.

После вакуумирования керна в кернодержателе в течение 10 минут при строго одинаковой объемной подаче ( $1 \text{ см}^3/\text{мин.}$ ) лабораторной компьютеризированной насосной установки (Core Laboratories, США) фильтрацию жидкостей через керн проводят в следующей последовательности:

1. Фильтрация безводной поверхностной девонской нефти, предварительно отцентрифугированной и профильтрованной через бумажный фильтр (без добавления каких-либо растворителей), в количестве  $50 \text{ см}^3$  с замерами перепада давления через каждые  $5 \text{ см}^3$  профильтрованной через керн нефти – **Рн**.

2. Вытеснение нефти из керна пресной или сточной водой путем фильтрации  $50 \text{ см}^3$  воды (10-15 поровых объемов керна) в том же направлении (снизу – вверх) с замерами перепада давления через каждые  $5 \text{ см}^3$  воды – **Рв**.
3. Фильтрация композиции МУН в количестве  $50 \text{ см}^3$  в том же направлении с замерами перепада давления через каждые  $5 \text{ см}^3$  жидкости – **Рр**.
4. Фильтрация в том же направлении  $50 \text{ см}^3$  воды с фиксацией перепада давления через каждые  $5 \text{ см}^3$  – **Р'в**.
5. Фильтрация в обратном направлении  $30 \text{ см}^3$  воды с фиксацией перепада давления через каждые  $3 \text{ см}^3$  – **↓Р'в**.
6. Перенос керна в другой «чистый» кернодержатель и фильтрация  $100 \text{ см}^3$  авиакеросина с замером перепада давления через каждые  $10 \text{ см}^3$  керосина для экстракции остаточной нефти из керна – **Рк**.

После суточного отстоя определяется оптическая плотность раствора нефти в растворителе на электрофотокориметре КФК-3. Зная коэффициент светопоглощения ( $K_{\text{сп}}$ ) исходной нефти [5], определяется объем остаточной нефти. В свою очередь, зная объем нефти при начальном нефтенасыщении керна и объем остаточной нефти, определяется конечный коэффициент вытеснения нефти из керна ( $K_{\text{выт.}}$ ).

Поскольку при лабораторном тестировании работа велась с кернами разной проницаемости по воздуху, нами использовались безразмерные параметры эффективности в виде отношений перепадов давлений **Р** (сопротивлений при фильтрации) на различных этапах последовательной фильтрации жидкостей через керн при постоянной подаче этих жидкостей ( $1 \text{ см}^3/\text{мин.}$ ). При этом перепад давления на каждом из шести этапов фильтрации определялся как среднее из 10 замеров.

Важным элементом увеличения нефтеотдачи пластов является увеличение коэффициента охвата вытеснением. Последний параметр на поздних стадиях разработки может быть увеличен за счет увеличения фактора сопротивления (**ФС**) и особенно остаточного фактора сопротивления (**ОФС**).

Фактор сопротивления (**ФС**) есть отношение коэффициента подвижности ( $\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ ) воды до воздействия к коэффициенту подвижности раствора композиции в пористой среде. Остаточный фактор сопротивления (**ОФС**) является отношением подвижности воды до воздействия к подвижности воды по-

сле воздействия МУН. Поскольку коэффициент подвижности, как и коэффициент проницаемости, по закону Дарси обратно пропорционален перепаду давления при фильтрации, то, в нашем случае (постоянная скорость фильтрации жидкостей через керн), фактор сопротивления равен отношению перепада давления при фильтрации композиции МУН к перепаду давления при фильтрации воды перед воздействием, т.е.  $\Phi C = P_p / P_v$ . Остаточный фактор сопротивления в нашем случае равен отношению перепада давления после воздействия к перепаду давления до воздействия, т.е.  $O\Phi C = P'_v / P_v$ . ОФС является основным параметром эффективности МУН при тестировании методов воздействия на пласт через нагнетательные скважины для повышения охвата заводнением. Очевидно, чем больше ОФС при минимальном содержании реагента в композиции, тем технологически и экономически эффективнее ее применение в промысловой практике.

По величине ОФС можно определить коэффициент водоизоляции (**КВИ**) по формуле:  $KVI = (O\Phi C - 1) / O\Phi C$ .

Помимо указанных трех основных параметров эффективности (**К<sub>выт.</sub>**, **ФС** и **ОФС**) при тестировании технологий МУН (воздействие на пласт через нагнетательные скважины), дополнительными параметрами эффективности могут являться также другие безразмерные физически содержательные параметры. К ним, в частности, относятся фактор набухания  $\Phi H = P'_v / P_p$ , показывающий степень увеличения фильтрационных сопротивлений при фильтрации воды после реагента по сравнению с таковыми при фильтрации раствора реагента, а также фактор кольматации  $\Phi K = \downarrow P'_v / P_v$ , показывающий глубинность воздействия. Если этот параметр меньше или равен единице, то воздействие МУН ограничено входной частью керна, так как перепад давления после воздействия МУН при обратной фильтрации меньше или равен таковому при начальной фильтрации воды.

В ТатНИПИнефть по изложенной выше методике проведено тестирование 250 композиций МУН за период с ноября 1999 г. по сентябрь 2005 г. В табл. 1 для примера приведены основные условия и результаты тестирования на естественных кернах фильтрационных и нефтевытесняющих свойств 0,5% раствора сульфатцелла-30 (промышленный образец). Проведено две серии (по пять опытов в каждой серии). В табл. 1 по каждой серии опытов приведены средние величины проницаемости и пористости использованных девонских кернов, коэффициенты вытеснения нефти из

кернов, средние перепады давлений на каждом из шести этапов фильтрации, фактор сопротивления (**ФС**), остаточный фактор сопротивления (**ОФС**), а также факторы набухания (**ФН**) и кольматации (**ФК**).

Как видно из табл. 1, применение для растворения сульфатцелла-30 пресной воды вместо модели сточной воды в условиях использования при заводнении Архангельского месторождения сточной воды приводит к существенному увеличению остаточного фактора сопротивления (**ОФС**) с 3,59 до 10,17 и фактора набухания (**ФН**) с 0,74 до 1,49 с доверительной вероятностью 0,995 по критерию Вилкоксона-Манна-Уитни.

На основании этих результатов можно утверждать, что использование пресной воды при создании оторочки 0,5% раствора сульфатцелла-30 позволит получить существенный технологический эффект при реализации этой технологии МУН на Архангельском месторождении.

#### **Методика лабораторного тестирования влияния композиций МУН на изменение фильтрационной неоднородности разнопроницаемых двухслойных пористых сред**

Как известно, подавляющее число эксплуатационных объектов (нефтяных продуктивных пластов) являются неоднородными по проницаемости как по толщине (вертикали), так и по простиранию (латерали), что обуславливает низкий охват заводнением из-за преимущественного движения нефтевытесняющего агента (воды) в более проницаемых, уже промытых водой пропластках и участках залежи, что, в свою очередь, ведет к увеличению обводненности и уменьшению дебитов нефти. Здесь рассматриваем проницаемостную неоднородность только по вертикали (толщине эксплуатационного объекта или продуктивного пласта). В свою очередь, проницаемостную неоднородность по вертикали (слоистую неоднородность) можно разделить на неоднородность по проницаемости двух смежных пластов (или пропластков одного пласта), гидродинамически связанных между собой, и проницаемостную неоднородность двух пластов (или пропластков), гидродинамически не связанных между собой, т.е. разделенных непроницаемым макро- или микроразделом. Рассматриваем именно последний тип неоднородности по проницаемости.

С учетом сказанного, а также того, что применение в ОАО «Татнефть» подавляющего числа методов увеличения нефтеотдачи (МУН) путем воздействия на пласт через нагнетательные скважины основано на повыше-

**Основные условия и результаты тестирования на естественных ядрах фильтрационных и нефтевытесняющих свойств 0,5 % раствора промышленного образца сульфатцелла-30 (СЦ)**

| Параметры  | 0,5 % раствор СЦ<br>в модели сточной воды | 0,5 % раствор СЦ<br>в пресной воде |
|--|---|------------------------------------|
| Количество опытов                                      | 5   | 5                                  |
| Температура, °С  | 21  | 19                                 |
| Расход жидкостей, см <sup>3</sup> /мин.                | 1   | 1                                  |
| Коэффициент проницаемости абс., мкм <sup>2</sup>       | 0,345                                     | 0,542                              |
| Коэффициент пористости, %                              | 19,2                                      | 19,2                               |
| Коэффициент вытеснения нефти, %                        | 61,8                                      | 63,8                               |
| $\Delta P_{\text{средн. 1 этап}} P_n$ , МПа            | 0,177                                     | 0,316                              |
| $\Delta P_{\text{средн. 2 этап}} P_v$ , МПа            | 0,150                                     | 0,238                              |
| $\Delta P_{\text{средн. 3 этап}} P_p$ , МПа            | 0,727                                     | 1,623                              |
| $\Delta P_{\text{средн. 4 этап}} P'v$ , МПа            | 0,539                                     | 2,420                              |
| $\Delta P_{\text{средн. 5 этап}} \downarrow P'v$ , МПа | 0,119                                     | 0,126                              |
| $\Delta P_{\text{средн. 6 этап}} P_k$ , МПа            | 0,042                                     | 0,059                              |
| Фактор сопротивления $F_C = P_p/P_v$ , б/р             | 4,85                                      | 6,82                               |
| Остаточный фактор сопротивления $OFC = P'v/P_v$ , б/р  | 3,59                                      | 10,17                              |
| Фактор набухания $F_n = P'v/P_p$ , б/р                 | 0,74                                      | 1,49                               |
| Фактор кольматации $F_k = \downarrow P'v/P_v$ , б/р    | 0,79                                      | 0,53                               |

нии коэффициента охвата разнопроницаемых пластов (пропластков) заводнением, т.е. направлено на подавление проницаемостной неоднородности, изучение влияния различных технологий МУН на изменение фильтрационных и нефтевытесняющих параметров нами проводилось с использованием физических моделей слоисто-неоднородных пористых сред с непроницаемыми границами.

Лабораторные насыпные модели представляют собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 150 см, внутренним диаметром 2,7 см или длиной 170 см, диаметром 1,8 см, плотно заполненные молотым кварцевым песком, с общим входом и отдельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по нефтикратно превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток). Менее проницаемый пропласток создавался смесью молотого песка с добавкой 5-8 % по массе глинопорошка.

В качестве вытесняемой нефти, как правило, использовали девонскую нефть с Карабашской УКПН. Если испытания композиций МУН проводились для усло-

вий конкретного эксплуатационного объекта, то использовалась нефть этого эксплуатационного объекта. В качестве вытесняющей нефть воды использовалась водопроводная (камская) вода, модель сточной воды или, опять же, пластовая вода, отобранная из скважин конкретного нефтяного месторождения (площади).

Вытеснение нефти проводилось путем закачки воды и композиций МУН в общий вход двух разнопроницаемых трубок с отдельным замером на выходе объемов нефти и воды. Каждый опыт продолжался 2-4 недели. Регулярно два раза в сутки замерялся объем вытесненной нефти и профильтрованной воды. Первичное вытеснение нефти проводилось до общей обводненности нефти на выходе 95-99%. После этого в общий вход модели закачивали композицию МУН в виде оторочки размером 10 % общего объема пор и продолжали процесс вытеснения нефти водой, т.е. уже в условиях стадии доизвлечения нефти (при необходимости – после технологической паузы).

В качестве нефтевытесняющего параметра использовали коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородной пористой среды после первичного вы-

теснения нефти водой ( $K'_{\text{ВЫТ.}}$ ) и конечный после воздействия МУН ( $K''_{\text{ВЫТ.}}$ ). Прирост коэффициента вытеснения нефти ( $K''_{\text{ВЫТ.}} - K'_{\text{ВЫТ.}} = \Delta K_{\text{ВЫТ.}}$ ) при высокой обводненности в конце первичного вытеснения нефти характеризует нефтевытесняющую эффективность композиции МУН для увеличения нефтеизвлечения из предварительно заводненных неоднородных по проницаемости пористых сред.

Поскольку геометрические размеры двух трубок модели, заполненных разнопроницаемым песком, строго одинаковы, также одинаков перепад давления при вытеснении и очень близок их нефтенасыщенный поровый объем, то в качестве фильтрационного параметра, характеризующего неравномерность вытеснения в двух разнопроницаемых трубках, использовали парциальный (относительный) дебит жидкости менее проницаемого пропластка  $\bar{q}_-$  до и после вытеснения с оторочкой МУН, т. е. в периоды первичного вытеснения нефти водой ( $\bar{q}'_-$ ) и при извлечении нефти с МУН из предварительно заводненной двухслойной модели ( $\bar{q}''_-$ ). В наших условиях проведения опытов этот параметр легко определяется как отношение накопленной добычи жидкости из менее проницаемой трубки к общей добыче жидкости из менее проницаемой и более проницаемой трубок в период первичного вытеснения нефти ( $\bar{q}'_-$ ) и доизвлечения нефти с МУН ( $\bar{q}''_-$ ).

Очевидно, чем больше увеличился парциальный дебит менее проницаемого пласта (пропластка), т. е. чем больше увеличилась доля менее проницаемого пласта в общей добыче жидкости из двухслойной модели в результате закачки оторочки МУН в общий вход модели, тем эффективнее тестируемый МУН с точки зрения охвата пласта заводнением неоднородных по проницаемости пластов.

В табл. 2 приведены основные условия и результаты тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств 0,5% раствора сульфацилла-30 на двухслойных разнопроницаемых трубчатых моделях пласта по изложенной выше методике.

В качестве вытесняемой нефти использовали поверхностную девонскую нефть с Карабашской УКПН с величиной вязкости при температуре проведения опытов 19,6 мПа·с (первая серия) и нефть Архангельского месторождения с ДНС-8 – 44,2 мПа·с (вторая серия опытов). Все опыты проводили в термощкафу при температуре 30°C. Для получения более рельефных результатов моделирование «связанной» воды (начальной водонасыщенности) не проводилось. В качестве вытесняющей нефть воды использо-

валась модель сточной воды минерализацией 100 г/л, во второй серии опытов использовалась отфильтрованная сточная вода с ДНС-8 Архангельского месторождения с минерализацией 123 г/л. Для приготовления 0,5 % раствора сульфацилла-30 в первой серии опытов использовалась модель сточной воды, а во второй серии опытов использовалась пресная (камская) вода.

Всего проведено 10 опытов на двухслойных пористых средах (пять опытов с использованием для первичного вытеснения и доизвлечения нефти после закачки композиции модели сточной воды и пять опытов – со сточной водой, отобранной с ДНС-8).

Как видно из табл. 2, при первичном вытеснении водой средние величины коэффициента вытеснения нефти составили в этих сериях 49,1 и 52,7 % при конечной обводненности соответственно 96,2 и 98,3 %. При этом парциальный (относительный) дебит жидкости менее проницаемой трубки составил в среднем 0,35 и 0,32.

При доизвлечении нефти путем закачки 10 % порового объема 0,5 % раствора сульфацилла-30 конечный коэффициент вытеснения нефти составил в указанных двух сериях опытов соответственно 60,3 и 59,6 %, при этом парциальный дебит менее проницаемой трубки возрос с 0,35 до 0,53 и с 0,32 до 0,46, т.е. на 0,18 и 0,14. Кратность увеличения дебита составила соответственно 1,51 и 1,44, что положительно характеризует рассматриваемую технологию для условий Архангельского месторождения с целью выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах.

### Список литературы

1. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».
2. ОСТ 39-239-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при скважинной стационарной фильтрации».
3. Эфрос Д.А., Оноприенко В.П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой // Тр. ВНИИ. – 1958. – Вып.12.
4. Закс Л. Статистическое оценивание / Пер. с нем. В.Н. Варыгина; под ред. Ю.П. Адлера и В.Г. Горского. – М.: Статистика, 1976. – 598 с.
5. Глумов И.Ф., Гильманшин А.Ф. Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геолого-промысловых задач. – Бугульма: ТатНИИ. – 1965. – 37 с.

**Основные условия и средние результаты тестирования 0,5 % раствора сульфатцелла-30  
на двухслойных пористых средах для условий Архангельского месторождения**

| Параметры   | Ед. изм.                | Модель сточной воды | Сточная вода (ДНС-8) |
|---|-------------------------|---------------------|----------------------|
| Количество опытов, всего  |                         | 5                   | 5                    |
| Температура проведения опытов   | °С                      | 30                  | 30                   |
| Коэффициент вязкости нефти  | мПа·с                   | 19,6                | 44,2                 |
| Коэффициент проницаемости по нефти:<br>более проницаемой трубки,                            | мкм <sup>2</sup>        | 4,13                | 5,36                 |
| менее проницаемой трубки  | мкм <sup>2</sup>        | 1,42                | 1,13                 |
| Отношение величин проницаемостей по нефти<br>двухслойной пористой среды                     | б/р                     | 2,91                | 4,74                 |
| <b>Первичное вытеснение водой:</b>  |                         |                     |                      |
| Относительное количество жидкости на выходе   | $\Sigma V_{\text{пор}}$ | 5,35                | 7,41                 |
| Конечная обводненность жидкости на выходе<br>из двухслойной среды                           | %                       | 96,2                | 98,3                 |
| Коэффициент вытеснения нефти  | %                       | 49,1                | 52,7                 |
| Парциальный дебит по жидкости:<br>более проницаемой трубки                                  | д. ед.                  | 0,65                | 0,68                 |
| менее проницаемой трубки  | д. ед.                  | 0,35                | 0,32                 |
| <b>Доизвлечение 0,5% раствором сульфатцелла-30 (10% <math>\Sigma V_{\text{пор}}</math>)</b> |                         |                     |                      |
| Вода для композиции   |                         | мод. ст. в.         | пресная              |
| Относительное количество жидкости на выходе   | $\Sigma V_{\text{пор}}$ | 7,05                | 6,18                 |
| Конечный коэффициент вытеснения нефти   |                         |                     |                      |
| Парциальный дебит по жидкости<br>более проницаемой трубки $\bar{q}_+$                       | д.ед.                   | 0,47                | 0,54                 |
| менее проницаемой трубки $\bar{q}_-$  | д.ед.                   | 0,53                | 0,46                 |
| Прирост коэффициента вытеснения нефти   | %                       | 11,2                | 6,9                  |
| Кратность увеличения парциального дебита<br>менее проницаемой трубки                        | б/р                     | 1,51                | 1,44                 |
| Прирост парциального дебита<br>менее проницаемой трубки                                     | д.ед.                   | 0,18                | 0,14                 |

## ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ И НПАВ

*Ибатуллин Р.Р., Глузов И.Ф., Слесарева В.В., Уваров С.Г., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С., Ганиева З.М. (ТатНИПИнефть)*

Для трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане постоянно растет, для их эффективного освоения и дальнейшего увеличения добычи нефти необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи пластов (УНП). Практика применения технологий УНП на месторождениях Татарстана показала, что наиболее успешными являются технологии, повышающие охват пласта заводнением.

Одной из таких технологий является созданная в ТатНИПИнефть технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе эфиров целлюлозы и неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) (технология МОЭЦ).

Технология МОЭЦ предназначена для регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. Объектами воздействия могут быть терригенные коллекторы с неоднородной проницаемостью, длительное время разрабатываемые с применением заводнения и, как следствие, имеющие высокопроницаемые промытые зоны и неохваченные воздействием низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны продуктивного пласта. В этих условиях полное или частичное отключение из процесса вытеснения промытых горизонтов приведет к увеличению охвата пласта воздействием, интенсификации добычи нефти и, как следствие, к увеличению нефтеотдачи в целом.

Являясь разновидностью ПАВ – полимерного заводнения, данная технология соединяет преимущества полимерного воздействия, увеличивая коэффициент охвата пласта, и преимущества поверхностно-актив-

ных веществ, снижая межфазное натяжение на границе нефть/вода.

Еще одним преимуществом данной технологии является то, что для ее осуществления применяется вода с минерализацией до 290 г/л, что позволяет использовать доступные сточные и пластовые воды.

В качестве полимера используют эфир целлюлозы ОЭЦ сульфатцелл(СЦ), производимый АО «Полицелл» (г. Владимир).

В качестве НПАВ используют оксиэтилированный алкилфенол на основе тримеров пропилена АФ<sub>9</sub>-12, где 9 – число атомов углерода в алкильном радикале, 12 – число молей окиси этилена, присоединенных к молю алкилфенола, или степень оксиэтилирования.

Опытно-промышленным испытаниям данной технологии предшествовали всесторонние лабораторные исследования. Были определены такие физико-химические характеристики растворов полимера СЦ, АФ<sub>9</sub>-12 и композиции на их основе, как скрин-фактор, межфазное натяжение и вязкость при разных концентрациях и минерализациях воды. Основные физико-химические свойства растворов полимера СЦ, НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 и их смеси представлены в табл. 1.

Скрин-фактор (Сф) характеризует вязкоупругие свойства и вязкость высокомолекулярных растворов, а межфазное натяжение ( $\sigma$ ) энергию взаимодействия двух жидкостей.

Из табл. 1 видно, что скрин-фактор и вязкость водных растворов сульфатцелла в пресной воде и на модели сточной и пластовой воды не претерпевают особых изменений при смешении их с оксиэтилированным алкилфенолом.

Добавка НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 ведет к снижению межфазного натяжения водного раствора СЦ и НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 до значений  $\sigma$  чистого раствора НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 (рис. 1).

| Водные растворы             | Вода          | Концентрация, % | Скрин-фактор, д. ед. | Динамическая вязкость, мПа·с | Коэфф. межфазного натяжения ( $\sigma$ ), мН/м |
|-----------------------------|---------------|-----------------|----------------------|------------------------------|--|
| НПАВ АФ <sub>9</sub> -12    | пресн.        | 0,01            | 0,99                 | 1,16                         | 5,48   |
| НПАВ АФ <sub>9</sub> -12    | м. ст. воды   | 0,01            | 1,02                 | 1,36                         | 6,66   |
| НПАВ АФ <sub>9</sub> -12    | пресн.        | 0,1             | 1,01                 | 1,14                         | 2,52   |
| НПАВ АФ <sub>9</sub> -12    | м. ст. воды   | 0,1             | 1,00                 | 1,34                         | 2,36   |
| Сульфацелл                  | пресн.        | 0,5             | 1,94                 | 3,1                          | 23,45  |
| Сульфацелл                  | м. ст. воды   | 0,5             | 2,26                 | 3,83                         | 22,37  |
| Сульфацелл                  | пресн.        | 1               | 7,57                 | 8,72                         | 20,38  |
| Сульфацелл                  | м. ст. воды   | 1               | 5,96                 | 10,89                        | 19,39  |
| Сульфацелл                  | м.пласт. воды | 1               | 8,35                 | 17,13                        | 19,49  |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 0,5+0,01        | 1,98                 | 3,21                         | 6,13   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 0,5+0,01        | 2,19                 | 3,94                         | 6,32   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 0,5+0,1         | 2,0                  | 3,3                          | 2,66   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 0,5+0,1         | 2,17                 | 3,86                         | 2,33   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 1+0,005         | 5,68                 | 8,62                         | 9,66   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 1+0,005         | 6,00                 | 10,88                        | 10,4   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 1+0,01          | 5,06                 | 8,61                         | 6,05   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 1+0,01          | 5,49                 | 10,03                        | 6,4  |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 1+0,1           | 5,0                  | 8,61                         | 2,72   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 1+0,1           | 5,98                 | 9,89                         | 2,38   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м.пласт. воды | 1+0,1           | 10,9                 | 19,81                        | 3,93   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | пресн.        | 1+0,25          | 6,20                 | 8,77                         | 2,09   |
| СЦ+НПАВ АФ <sub>9</sub> -12 | м. ст. воды   | 1+0,25          | 6,95                 | 10,53                        | 1,99   |

Степень положительного влияния НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 на технологические показатели разработки нефтяной залежи прямо пропорциональна снижению величины  $\sigma$ , обусловленного, в свою очередь, адсорбцией НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 на границе раздела «нефть-вода».

Отличительной особенностью растворов ОЭЦ является их стойкость к действию минерализованных вод. С ростом минерализации растворяющей воды вязкость водных растворов ОЭЦ увеличивается (рис. 2).

Эффективность данной технологии в лабораторных условиях определялась экспериментальным путем. С целью определения нефтевытесняющих и нефтеотмывающих свойств данной композиции проводились сравнительные испытания по фильтрации жидкостей через естественные керны на компьютеризированной насосной установке «Core Laboratories» (США). Ис-

пользовались стандартные керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см и длиной 3,5-4,0 см. Основные фильтрационные и нефтевытесняющие свойства водных растворов сульфацелла, НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 и их смеси представлены в табл. 2.

На основе полученных данных рассчитывались конечный коэффициент вытеснения нефти из керна ( $K_{\text{выт.}}$ ), фактор сопротивления (ФС) и остаточный фактор сопротивления (ОФС), которые являются основными параметрами эффективности технологий увеличения нефтеотдачи.

Фактор сопротивления – это отношение подвижности воды к подвижности раствора полимера при фильтрации в пористой среде. Остаточный фактор сопротивления – это отношение подвижности воды до закачки полимерного раствора к подвижности воды, за-

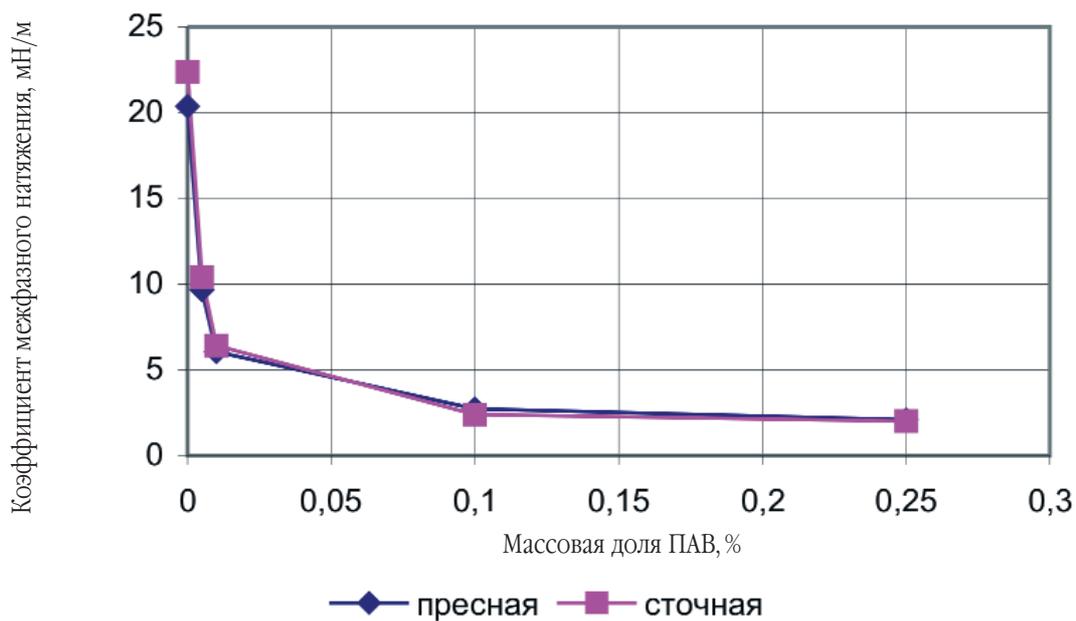


Рис. 1. Изменение межфазного натяжения композиции МОЭЦ от концентрации НППАВ АФ<sub>9</sub>-12

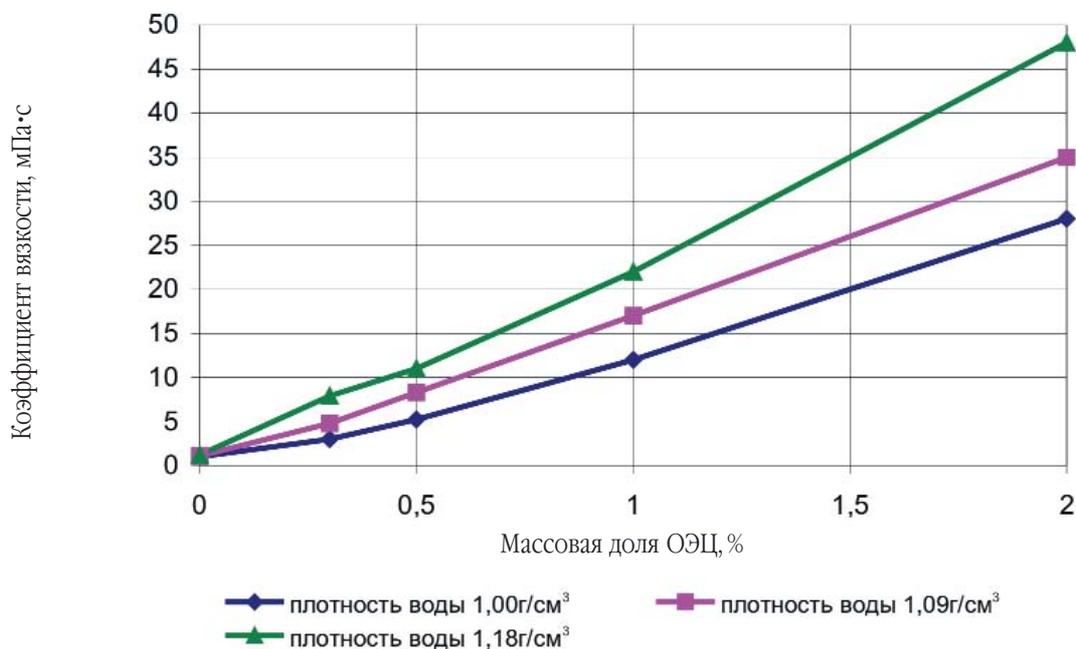


Рис. 2. Зависимость вязкости растворов ОЭЦ от концентрации (по методу Геттлера)

| Водные растворы   | n | Коэф. проницае-<br>мости, мкм <sup>2</sup> | Коэфф. пористо-<br>сти, % | Коэфф. вытесне-<br>ния, % | ФС          | ОФС         | Прирост<br>нефтеотда-<br>чи, % |
|---|---|--|---------------------------|---------------------------|-------------|-------------|--------------------------------|
| 0,1% НПАВ АФ <sub>9</sub> -12<br>на пресной воде  | 5 | 0,346                                      | 21,0                      | 65,5                      | 1,05        | 1,34        | 3,5                            |
| 1% СЦ на пресной воде   | 5 | 0,470                                      | 19,8                      | 69,1                      | 4,84        | 1,34        | 7,1                            |
| 1% СЦ+0,1%НПАВ АФ <sub>9</sub> -12<br>на пресной воде                                   | 5 | 0,355                                      | 19,7                      | <b>84,7</b>               | 4,18        | 2,42        | 22,7                           |
| 1% СЦ+0,1% НПАВ АФ <sub>9</sub> -12<br>на модели сточной воды                           | 3 | 0,415                                      | 17,8                      | <b>85,1</b>               | <b>37,8</b> | <b>36,2</b> | <b>23,1</b>                    |
| 1%СЦ+0,1% НПАВ АФ <sub>9</sub> -12<br>на пресн. воде с предоторочкой<br>из сточной воды | 3 | 0,371                                      | 19,3                      | <b>89,8</b>               | <b>20,6</b> | <b>30,9</b> | <b>27,8</b>                    |

качиваемой вслед за полимерным раствором. С увеличением фактора сопротивления и, особенно, остаточного фактора сопротивления увеличивается коэффициент охвата пласта вытеснением. При значениях ОФС больше 2, согласно техническим условиям Гипровостокнефти, вытесняющая композиция обеспечивает повышенную величину коэффициента нефтеотдачи.

Очевидно, чем больше ОФС при минимальном содержании реагента в композиции, тем технологически и экономически эффективнее ее применение в нефтедобыче.

По вытесненной нефти определяют прирост коэффициента вытеснения и рассчитывают прирост коэффициента нефтеотдачи.

Для сравнения были проведены опыты по фильтрации 0,1% раствора НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 на пресной воде через естественные керны и отдельно по фильтрации 1% раствора СЦ на пресной воде. По основным показателям ( $K_{\text{выт}}$ , ФС, ОФС и прирост нефтеотдачи) нефтевытесняющие свойства этих растворов невысокие.

На основании этих данных можно сказать, что в композиции водных растворов сульфатцелла и НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 происходит не простое арифметическое сложение их свойств, а образуется новый комплекс с высокими нефтевытесняющими и нефтеотмывающими свойствами. Водный раствор СЦ и НПАВ АФ<sub>9</sub>-12, закачиваемый в виде водной дисперсии, воздействует на пласт одновременно как загуститель и как поверхностно-активное вещество.

Технология УНП на основе эфиров целлюлозы и НПАВ успешно прошла опытно-промышленные испы-

тания на различных объектах ОАО «Татнефть», представленных неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами. Приемочной комиссией ОАО «Татнефть» данная технология рекомендована для промышленного внедрения с 2006 г.

Технология не предусматривает изменения существующей системы воздействия на продуктивный пласт и осуществляется с применением установки «Бейкер-САС».

Композиция ОЭЦ с НПАВ закачана в 67 скважин в 6 НГДУ ОАО «Татнефть». По состоянию на 01.10.2005 г. суммарный текущий технологический эффект составил 124260 т дополнительно добытой нефти и, соответственно, на одну скважино-обработку составил 1855 т нефти при продолжительности эффекта от 1 до 22 месяцев.

Успешность реализации технологии в промышленных условиях можно рассмотреть на примере участка нагнетательной скв. 10898 Ромашкинского месторождения Миннибаевской площади НГДУ «Альметьевнефть».

Опытный участок сформирован из одной нагнетательной и 2 добывающих скв. 14991, 20494, гидродинамически связанных по пластам  $\tau_{2+3}$ , представленных песчаниками.

Геолого-физическая характеристика участка приведена в табл. 3.

Участок разрабатывается с 1976 г., за этот период было добыто 279,412 тыс. т нефти и 1047,403 тыс. т жидкости. Перед закачкой МОЭЦ базовое состояние участка было следующим: дебит по нефти составлял 18,8 т/сут, по жидкости – 91,8 т/сут при обводненности 72,0 % (табл. 4).

Таблица 3

| Индекс пласта    | Нефтенасыщенная толщина, м | Коэффициент пористости, % | Коэффициент нефтенасыщенности, % | Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Тип коллектора |
|------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|---|----------------|
| а                | 4,8                        | 21,2                      | 83,9                             | 0,187                                       | песчаник       |
| в                | 1,6                        | 19,5                      | 80,1                             | 0,128                                       | песчаник       |
| Г <sub>2+3</sub> | 1,4                        | 15,9                      | 82,9                             | 0,059                                       | песчаник       |
| д                | 5,0                        | 18,7                      | 78,1                             | 0,113                                       | песчаник       |

Таблица 4

| № нагнетательной скв. | Горизонт  | Средние показатели эксплуатации скважины до закачки/после закачки |                          |                  |
|-----------------------|-----------|---|--------------------------|------------------|
|                       |           | дебит по нефти, т/сут   | дебит по жидкости, т/сут | обводненность, % |
| 10898                 | Пашийский | 18,8  | 91,8                     | 72,0             |
|                       |           | 34,1  | 91,8                     | 63,2             |

Таблица 5

| Показатели  | Значения |
|---|----------|
| Расход реагентов, т                                     |          |
| ОЭЦ   | 4,0      |
| ПАВ   | 0,4      |
| Объем композиции, м <sup>3</sup>                        | 819      |
| Средняя концентрация, %                                 |          |
| ОЭЦ   | 0,45     |
| ПАВ   | 0,045    |
| Удельный вес воды, кг/м <sup>3</sup>                    | 1100     |
| Удельная приемистость скважины, м <sup>3</sup> /сут/МПа |          |
| – до закачки  | 28,9     |
| – после закачки   | 18,7     |
| Кол-во добывающих скважин                               | 2        |
| Доп. добыча нефти, т                                    | 1919     |

В результате применения технологии МОЭЦ достигнуто снижение обводненности продукции добывающих скважин на 8,8 % и прирост дебита нефти по участку на 15,3 т/сут при равноценной добыче жидкости. Изменения эксплуатационных показателей участка нагнетательной скв. 10898 после закачки МОЭЦ приведены в табл. 4.

Технологические показатели процесса закачки композиционного состава в скважину приведены в табл. 5.

Общий объем закачанной композиции составил 819 м<sup>3</sup>. При этом использовано 4,0 т сульфацилла марки 30 и 0,4 т ПАВ АФ<sub>9</sub>-12. В результате закачки композиционного состава давление увеличилось на 20 % от начального и удельная приемистость скважины снизилась на 35,3 %.

С целью качественной оценки эффективности применения технологического процесса МОЭЦ проведены гидродинамические и геофизические исследования нагнетательной скважины. Изменение профиля приемистости до и после применения технологии МОЭЦ представлены на рис. 3. В результате закачки композиционной системы произошло изменение профиля приемистости скважины за счет блокирования высокопроницаемых пропластков и перераспределения фильтрационных потоков, в результате чего в разработку подключились ранее не задействованные в работе зоны.

Приведенные результаты свидетельствуют о том, что технология УНП на основе эфиров целлюлозы и

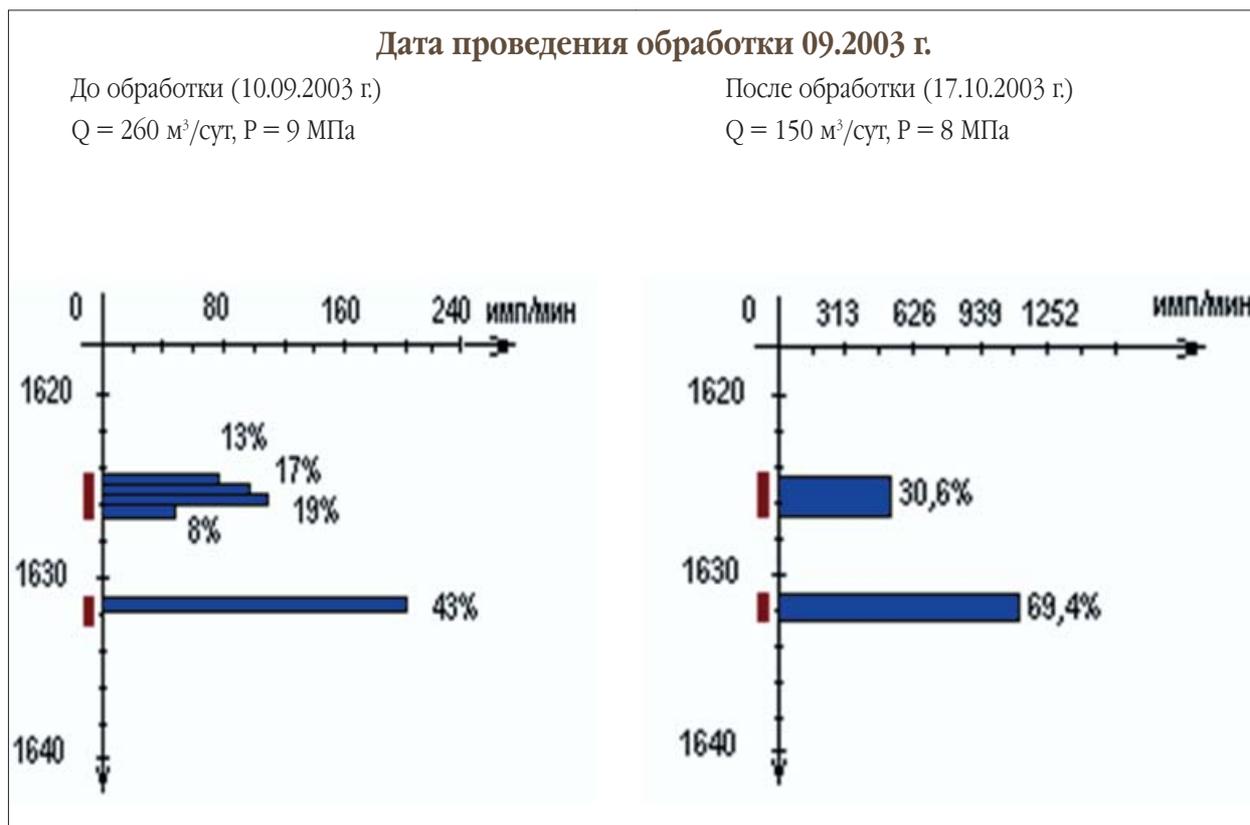


Рис. 3. Профиль приемистости нагнетательной скв. 10898 НГДУ «Альметьевнефть»

НПАВ является высокоэффективной, поскольку способствует выравниванию проницаемостной неоднородности пластов и ведет к увеличению охвата пластов заводнением и, следовательно, к увеличению нефтеотдачи в целом.

Технология является объектом интеллектуальной собственности ОАО «Татнефть» и защищена патентом Российской Федерации № 2244812.

### Выводы

Разработана высокоэффективная технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе эфиров целлюлозы и НПАВ. В результате проведенных опытно-промышленных работ определены следующие критерии выбора участка и применимости технологии на основе эфиров целлюлозы и НПАВ.

1. Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, представленных неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами.

2. Участок должен быть представлен высокопродуктивными неоднородными по проницаемости коллекторами с коэффициентом расчлененности не менее 1,2.
3. В нагнетательных скважинах может использоваться пресная или минерализованная вода плотностью от 1,0 до 1,19 г/см<sup>3</sup>.
4. Приемистость нагнетательной скважины должна быть не менее 150 м<sup>3</sup>/сут.
5. Участок эффективного применения технологии должен иметь следующие геолого-технические показатели:
  - коэффициент проницаемости коллектора – не менее 0,01 мкм<sup>2</sup>;
  - коэффициент пористости коллектора – не менее 10%;
  - нефтенасыщенная толщина продуктивных пластов – не менее 1,0 м;
  - дебит жидкости по участку – не менее 70 т/сут;
  - дебит нефти по участку – не менее 5,0 т/сут;
  - обводненность добываемой продукции – 30-98 %.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПНП С ПРИМЕНЕНИЕМ СШИТЫХ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ

*Ризванов Р.З., Ганиева З.М., Петров Н.М.,  
Абросимова Н.Н., Михайлов А.В.  
(ТатНИПИнефть)*

**В** настоящее время на нефтяных месторождениях Республики Татарстан широкое применение находят физико-химические методы повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанные на увеличении охвата пластов заводнением. К таким методам относится технология увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением сшитых эфиров целлюлозы (технология ДЖМ).

Технология предназначена для вовлечения в разработку недренируемых запасов нефти за счет увеличения охвата пластов заводнением, которое достигается путем предварительного блокирования высокопроницаемых обводнившихся зон пластов гелеобразующей композицией и последующего перераспределения фронта заводнения на неохваченные ранее воздействием продуктивные пропластки. Создание блокирующей оторочки в пласте осуществляется закачкой в нагнетательные скважины гелеобразующей композиции на основе водорастворимых полимеров.

Гелеобразующая композиция представляет собой состав на основе простых эфиров целлюлозы, полиакриламида и сшивателя. В качестве простых эфиров целлюлозы используется натрий-карбоксиметилцеллюлоза, в качестве сшивателя – водный раствор соли хрома.

Регулирование времени гелеобразования, вязкостных, реологических и структурно-механических свойств композиции осуществляется изменением концентраций компонентов, входящих в состав композиций. Зависимость времени гелеобразования композиции от

концентрации компонентов представлена на рис. 1. Время гелеобразования – 4-7 сут.

Результаты исследований фильтрационных и нефтевытесняющих свойств гелеобразующей композиции на двухслойных пористых средах приведены в табл. 1. Анализ полученных результатов исследований показывает, что использование гелеобразующей композиции на неоднородных по проницаемости пористых средах приводит к увеличению коэффициента нефтевытеснения на 1,2-3,2 %.

Анализ фильтрационных свойств композиции показывает, что при принятых условиях проведения исследований остаточный фактор сопротивления изменяется в пределах от 8 до 124. Прирост относительного дебита жидкости по низкопроницаемому пропластку составил 11,3-30,5 %. Полученные результаты исследований подтверждают предполагаемый механизм действия гелеобразующей композиции в неоднородных по проницаемости пористых средах путем изменения и последующего выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах.

Технологический процесс приготовления и закачки композиций осуществляется непосредственно на устье нагнетательной скважины на базе стандартного технологического оборудования.

Технологию рекомендуется применять на поздней и завершающей стадиях разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами.

Успешность реализации технологии в промысловых условиях можно рассмотреть на примере участка нагнетательной скважины № 316 Бондюжского месторождения НГДУ «Прикамнефть».

Состав опытного участка сформирован из одной нагнетательной и двух добывающих скв. 314 и 315, гид-

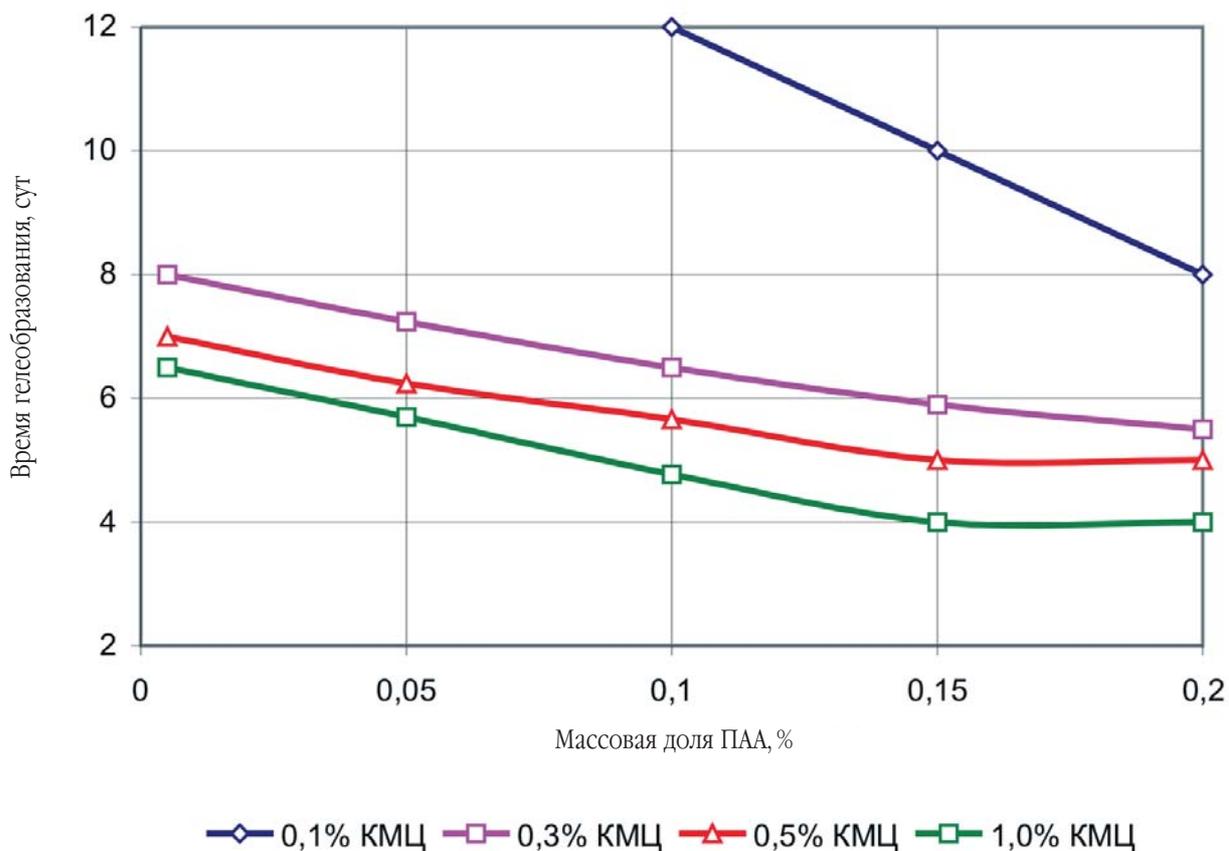


Рис. 1. Зависимость времени гелеобразования композиции от концентрации компонентов (массовая доля сшивателя 0,1 %)

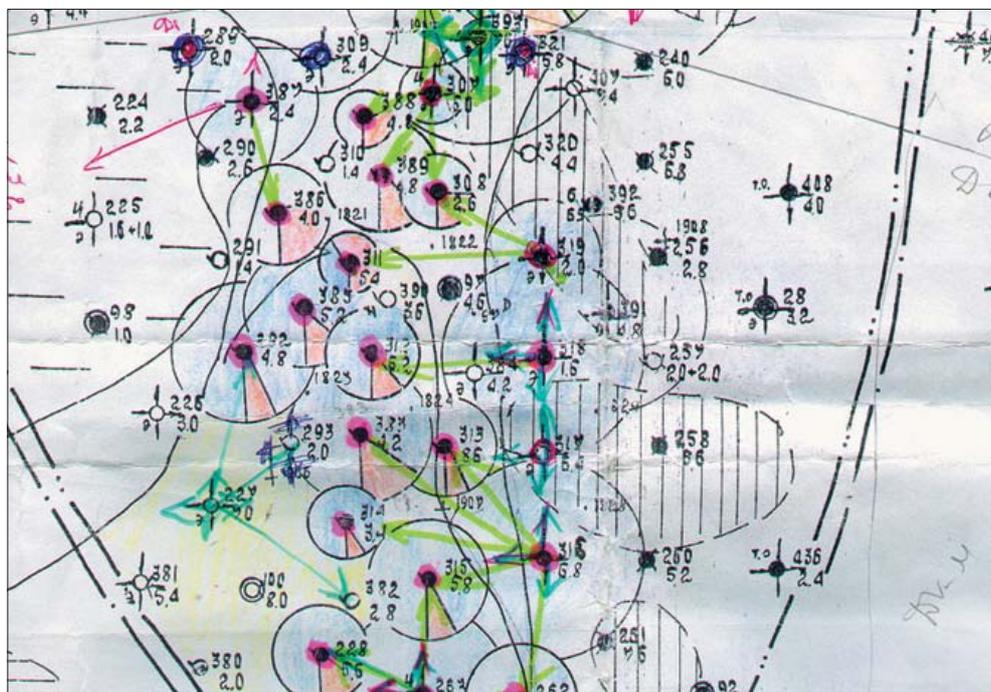


Рис. 2. Участок нагнетательной скв. 316 Бондюжского месторождения

Таблица 1

**Результаты исследований фильтрационных и нефтewытесняющих свойств композиции ДКМ на двухслойных пористых средах**

| Коэфф. начальной водонасыщенности, % | Коэфф. начальной нефтенасыщенности, % | Коэфф. начальной проницаемости по воде, мкм <sup>2</sup> | Отношение проницаемостей по воде | Прирост коэфф. нефтewытеснения, % | Остаточ. фактор сопротивления | Прирост относит. дебита по жидкости, % |
|--------------------------------------|---------------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|--|
| 40,0/31,7 (36,0)                     | 60,0/68,3/64,0                        | 0,7/2,1  | 3,0                              | 2,3/3,7 (3,2)                     | 54/124                        | + 11,3/- 11,3                          |
| 40,0/40,0 (40,0)                     | 60,0/60,0/60,0                        | 0,5/3,9  | 7,3                              | 4,9/0 (2,5)                       | 8/28                          | + 30,5/- 30,5                          |
| 21,7/33,6 (27,4)                     | 78,3/66,4/72,6                        | 0,7/4,1  | 5,9                              | 1,7/0,5 (1,2)                     | 35/51                         | + 15,0/- 15,0                          |

Примечание: в числителе – низкопроницаемый пропласток; в знаменателе – высокопроницаемый пропласток; в скобках – в целом по модели пласта

Условия проведения опытов: содержание компонентов в композиции: КМЦ – 0,5 %, ПАА – 0,1 %, сшиватель – 0,1 %; объем закачиваемой композиции – 30 % от порового объема; время гелеобразования – 4 сут.

Таблица 2

**Геолого-физическая характеристика нагнетательных скважин, освоенных технологией ДКМ**

| № нагн. скв. | Месторождение, площадь | Индекс пласта   | Толщина нефтенасыщенная, м | Коэфф. пористости, % | Коэфф. нефтенасыщенности, % | Коэфф. проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Тип коллектора |
|--------------|------------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|-----------------------------|--|----------------|
| 316          | Бондюжское             | Д <sub>0</sub>  | 3,2                        | 16,5                 | 75,2                        |  |                |
|              |                        | Д <sub>0</sub>  | 3,6                        | 22,7                 | 72,5                        | 0,36                                   | песч.          |
|              |                        | Д <sub>11</sub> | 5,2                        | 18,2                 | 67,5                        | 0,34                                   | песч.          |
|              |                        | Д <sub>12</sub> | 3,2 в/н                    |                      |                             |  |                |
|              |                        | Д <sub>13</sub> | 2,2 в/н                    |                      |                             |  |                |
|              |                        | Д <sub>14</sub> | 1,4 в/н                    |                      |                             |  |                |

Таблица 3

**Базовые показатели эксплуатации участка**

| Скважины       |            | Дата ввода в эксплуатацию | Накопленная добыча, тыс. т |      | Средние показатели эксплуатации скважин до закачки                |                          |                  |  |
|----------------|------------|---------------------------|----------------------------|------|---|--------------------------|------------------|--|
| Нагнетательная | Добычающая |                           | нефти                      | воды | дебит по нефти, т/сут   | дебит по жидкости, т/сут | обводненность, % | коэфф. плотности воды, кг/м <sup>3</sup> |
| 316            |            |                           |                            |      | приемистость 290 м <sup>3</sup> /сут<br>давление на устье 6,0 МПа |                          |                  |  |
|                | 314        | 1965                      | 482                        | 1495 | 8,5   | 162,2                    | 94,7             | 1180                                     |
|                | 315        | 1965                      | 608                        | 2113 | 3,5   | 451,0                    | 99,2             | 1130                                     |
| По участку:    |            |                           | 1090                       | 3608 | 12,0  | 613,2                    | 98,0             |  |

родинамически связанных с нагнетательной по пластам Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub>, представленных песчаниками.

Схема расположения скважин показана на рис. 2. Геолого-физическая характеристика участка приведена в табл. 2. Показатели эксплуатации участка представлены в табл. 3. Участок разрабатывается с 1965 г., за этот период добыто более 1090 тыс. т нефти и 3608 тыс. т

воды. Базовое состояние участка следующее: дебит по нефти 12,0 т/сут, дебит по жидкости 613,2 т/сут, обводненность 98,0 %.

Опытно-промышленные работы по технологии ДКМ осуществлены в мае 2002 г. Технологические показатели процесса закачки представлены в табл. 4. Общий объем закачанной композиции составляет 450 м<sup>3</sup>.

**Расчет технико-экономической эффективности внедрения МУН  
за срок проявления эффекта на одну скважино-операцию**

| Показатели  | Значения<br>в ценах 1 полугодия<br>2004 г. |
|---|--|
| Дополнительная добыча нефти, т/скв.-обр.              | 1200,0                                     |
| Цена реализации – нетто, руб./т                       | 3883,8                                     |
| Выручка – нетто, тыс. руб.                            | 4661,0                                     |
| Затраты на внедрение технологии (вкл. ПЗР), тыс. руб. | 578,0                                      |
| Производственные затраты – всего, тыс. руб.           | 2159,0                                     |
| То же на 1 т дополнительной добычи, руб./т            | 1799,0                                     |
| Прибыль от реализации (ожидаемый эффект), тыс. руб.   | 2501,0                                     |
| Чистая прибыль, тыс. руб.                             | 1901,0                                     |
| Удельная чистая прибыль, тыс. руб.                    | 1584,0                                     |
| Рентабельность (чист. прибыль/произв. затраты), %     | 88,0                                       |
| Налоги в бюджеты всех уровней, тыс. руб.              | 2808,0                                     |
| Индекс доходности затрат, д. ед.                      | 1,5  |

В результате применения технологии ДКМ достигнуто снижение обводненности продукции добывающих скважин на 3,2 % и прирост дебита нефти по участку на 20,8 т/сут.

Результаты геофизических исследований нагнетательной скв. № 316 по определению профиля приемистости до и после применения технологии ДКМ представлены на рис. 3. В результате закачки композиции произошло изменение профиля приемистости скважины путем блокирования высокопроницаемых пропластков, перераспределения фильтрационных потоков и подключения в разработку ранее недренируемых пропластков.

По состоянию на 01.10.2005 г. текущий технологический эффект применения технологии на участке нагнетательной скв. 316 составляет 24893 т дополни-

тельно добытой нефти за 40 месяцев при продолжающемся эффекте.

В 2003 г. данная технология была сдана приемочной комиссии и допущена к промышленному внедрению на месторождениях ОАО «Татнефть».

Всего за период с 2000 по 2005 гг. по технологии ДКМ проведено 113 скважино-обработок на 101 нагнетательной скважине. Суммарный текущий технологический эффект составил 278049 т дополнительно добытой нефти. Средний удельный технологический эффект на одну скважино-обработку – 2750 т нефти. Текущая продолжительность эффекта составляет от 2 до 40 месяцев. В среднем на одну скважино-обработку израсходовано 3 т карбоксиметилцеллюлозы, 0,8 т – полиакриламида и 0,5 т – соли хрома.

**Дата проведения обработки 06. 2002 г.**

До обработки (19.04.2002)

$Q = 145 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $P_y = 3 \text{ МПа}$

После обработки (19.10.2002)

$Q = 190 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $P_y = 7,8 \text{ МПа}$

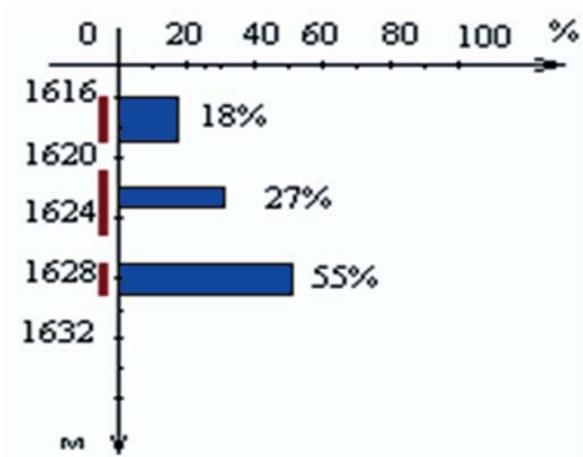
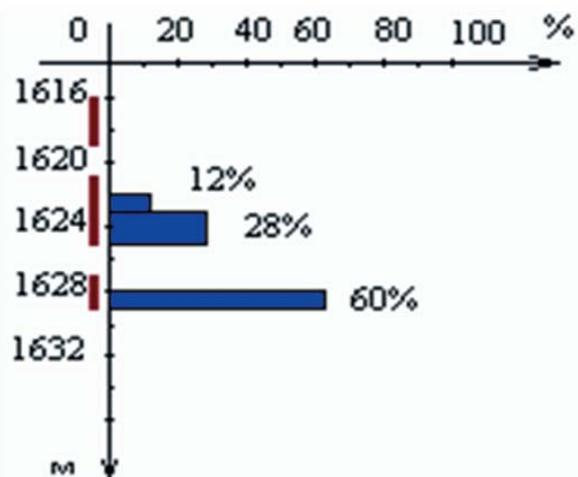


Рис. 3. Профиль приемистости нагнетательной скв. 316 НГДУ «Прикамнефть»

## РАЗРАБОТКА МОДИФИЦИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ МАСЛОРАСТВОРИМЫХ НПАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Слесарева В.В., Рахимова Ш.Г., Петрова Н.М., Новичкова Т.Н. (ТатНИПИнефть)*

Для повышения нефтеотдачи пластов применяются водорастворимые и маслорастворимые неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Водорастворимые НПАВ применяются на более ранней стадии разработки месторождений, маслорастворимые – на поздней стадии.

Технологии на основе водорастворимых НПАВ в условиях месторождений Татарстана ориентированы на улучшение нефтеотмывающих свойств воды. На поздней стадии разработки и в условиях высокой минерализации закачиваемых или пластовых вод эффективность отмыва существенно снижается, и более выгодным становится процесс эффективного эмульгирования остаточной нефти растворами (дисперсиями) маслорастворимых НПАВ. При этом происходит увеличение вязкости вытесняющего агента, что ведет к увеличению охвата пласта вытеснением.

Для решения этой проблемы было предложено множество технологий, основанных на применении неионогенных поверхностно-активных веществ, главным образом, в виде композиций. Исследователями НПО «Союзнефтепромхим», Института химии нефти Сибирского отделения РАН, ТатНИПИнефть были разработаны перспективные композиционные составы на основе маслорастворимых НПАВ [1]. Разработке и внедрению на нефтепромыслах в 80-е годы прошлого столетия таких технологий способствовал пуск масштабного отечественного производства оксиэтилированных алкилфенолов на ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Широкий спектр применения технологий на основе НПАВ производства ОАО «Нижнекамскнефтехим»

объясняется рядом преимуществ: доступностью, использованием обычных технических средств промышленной реализации, большим диапазоном геолого-промысловых условий применения.

Большая работа по экспериментальному и промышленному исследованию маслорастворимых НПАВ была проведена в ТатНИПИнефть – был предложен метод увеличения нефтеотдачи, включающий закачку в пласт водной дисперсии оксиэтилированного алкилфенола с числом оксиэтильных групп 5-7 и концентрацией 5 – 20 мас.% в количестве 0,025 – 0,1 от порового объема пласта [2]. Опытные промышленные работы по испытанию оторочки дисперсии маслорастворимого НПАВ типа АФ<sub>9</sub>-6, проведенные на Ромашкинском и Сиреневском месторождениях показали, что величина удельной технологической эффективности составляет порядка 20-40 т/т в зависимости от геолого-физических условий их применения.

Механизм действия водной дисперсии в пласте следующий. Дисперсия НПАВ после закачки в пласт постепенно адаптируется к пластовым условиям. Часть макромолекул НПАВ переходит из водной фазы в капиллярно и пленочноудержанную нефть и формирует межфазный слой («среднюю фазу») с низким межфазным натяжением на контакте как с нефтью, так и с водой. Этот процесс ведет к формированию микроэмульсионной оторочки с низким содержанием нефти и хорошей нефтевытесняющей способностью. Вязкость этой микроэмульсии близка к вязкости нефти и меняется с включением в свой состав нефти или воды. При увеличении содержания нефти свыше 10-15% эта эмульсия преобразуется в вязкую эмульсию обратного типа. В динамических условиях эта эмульсия с дальнейшим набором нефти теряет вязкость, и, наоборот, с на-

бором воды вязкость ее значительно растет вплоть до 10-20-кратного разбавления. Описанный механизм позволяет поднять фильтрационно-сопротивление и поддерживать эту величину длительное время. Маслорастворимые НПАВ более успешно применяются для повышения нефтеотдачи частично заводненных пластов при высокой степени обводненности продукции залежи (80-90 %), и в этом заключается их преимущество перед водорастворимыми НПАВ.

Несмотря на достаточно высокую технологическую эффективность методов, основанных на использовании НПАВ, высокая стоимость НПАВ является причиной того, что НПАВ используются, в основном, в технологиях, направленных на стимуляцию добывающих и нагнетательных скважин, поскольку для этих целей требуются меньшие объемы этих реагентов, а эффект проявляется быстрее.

С целью снижения материальных затрат на реализацию технологии, основанной на применении маслорастворимых НПАВ типа неонол АФ<sub>9</sub>-6, и увеличения ее технологической и экономической эффективности в ТатНИПИнефть разработана модифицированная технология на основе маслорастворимых НПАВ. Технология предназначена для применения в условиях заводненных пластов, главным образом, отложений терригенного девона и нижнего карбона нефтяных месторождений Татарстана.

В основе этой технологии лежит периодическая закачка (1-2 раза в год) 1-2 % дисперсии маслорастворимого НПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов с числом оксиэтильных групп 5-7 (АФ<sub>9</sub>-5-7) в минерализованной воде в объеме 750-1500 м<sup>3</sup> на скважину. После продавливания реагента минерализованной водой в количестве 1-2 объемов ствола скважины производят технологическую паузу продолжительностью 7-14 суток.

Технологическая пауза необходима для перераспределения закачиваемого в пласт НПАВ между нефтью и водой, в результате которого образуются микро- и макроэмульсионные системы, способствующие увеличению фильтрационного сопротивления и охвата пластов заводнением, по вышеизложенному механизму. Затем переходят на закачку в обычном режиме и наблюдают за реагированием гидродинамически связанных добывающих скважин (изменение обводненности добываемой продукции, дебита нефти и др.). Если в течение 6 месяцев не произошло поло-

жительных изменений в работе этих скважин, проводят повторную закачку по предложенной технологии.

Были проведены сравнительные испытания фильтрационных и нефтевытесняющих параметров разрабатываемой технологии и известной, основанной на применении 5-20% дисперсии маслорастворимого НПАВ на слоисто-неоднородных пористых средах с непроницаемыми границами раздела и на естественных девонских кернах с использованием лабораторной установки Autoflood (AFS-300) фирмы «Core Laboratories Instruments» (США).

Методика тестирования на насыпных пористых средах основана на том, что подавляющее большинство эксплуатационных объектов являются неоднородными по проницаемости как по толщине (вертикали), так и по простиранию (площади), что обуславливает низкий охват заводнением из-за преимущественного движения нефтевытесняющего агента (воды) в более проницаемых, уже промытых водой пропластках. Кроме того, проницаемостную неоднородность по вертикали можно разделить на неоднородность по проницаемости двух смежных пластов, гидродинамически связанных между собой и несвязанных, то есть разделенных непроницаемым макро- или микроразделом.

Лабораторные насыпные модели представляли собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 150 см, внутренним диаметром 2,7 см, плотно заполненные молотым кварцевым песком, с общим входом и отдельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по нефтикратно превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток).

В качестве вытесняемой нефти использовалась дегазированная девонская нефть с Карабашской УКПН вязкостью при температуре 20°С 13-19 мПа·с, для вытеснения нефти использовалась модель сточной воды (100 г/л).

Вытеснение нефти проводилось путем закачки воды и дисперсии НПАВ в общий вход двух разнопроницаемых трубок с отдельным замером на выходе объемов нефти и воды.

В табл. 1 приведены основные условия и результаты испытаний на двухслойных пористых средах модифицированной технологии с технологической паузой и известной, основанной на примене-

**Основные условия и результаты фильтрации на двухслойных пористых средах  
водных дисперсий АФ<sub>9-6</sub>**

| Параметры   | Ед. изм.         | Технология с 1-2% дисперсией АФ <sub>9-6</sub> | Технология с 10% дисперсией АФ <sub>9-6</sub> |
|---|------------------|--|---|
| Коэффициент нефтепроницаемости более проницаемой трубки,          | мкм <sup>2</sup> | 3,47   | 3,51  |
| менее проницаемой трубки  | мкм <sup>2</sup> | 0,95   | 0,96  |
| Отношение нефтепроницаемостей                                     | б/р              | 3,65   | 3,66  |
| Вытеснение водой  |                  |  |   |
| Объем жидкости на выходе  | ΣVпор            | 8,85   | 8,90  |
| Конечная обводненность на выходе                                  | %                | 98,0   | 98,0  |
| Коэффициент вытеснения нефти                                      | %                | 62,0   | 62,2  |
| Парциальный дебит:  |                  |  |   |
| более проницаемой трубки,   | д.ед.            | 0,74   | 0,73  |
| менее проницаемой трубки  | д.ед.            | 0,26   | 0,27  |
| Доотмыв дисперсией АФ <sub>9-6</sub>                              |                  |  |   |
| Объем дисперсии АФ <sub>9-6</sub>                                 | см <sup>3</sup>  | 7,5  | 12,5  |
| Объем профильтрованной жидкости                                   | ΣVпор            | 3,87   | 3,90  |
| Конечный коэф-т вытеснения нефти                                  | %                | 75,2   | 68,0  |
| Парциальный дебит:  |                  |  |   |
| более проницаемой трубки,   | д. ед.           | 0,19   | 0,50  |
| менее проницаемой трубки  | д. ед.           | 0,81   | 0,50  |
| Прирост коэффициента вытеснения                                   | %                | 13,2   | 5,8   |
| Кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой трубки | б/р              | 3,12   | 1,85  |
| Прирост парциального дебита менее проницаемой трубки              | д.ед.            | 0,55   | 0,23  |

**Основные фильтрационные свойства водных дисперсий АФ<sub>9-6</sub> на девонских кернах**

| Тестируемые технологии  | Кол-во опытов | К, мд | m, % | K <sub>выт.</sub> , % | ФС   | ОФС  | Удельн. технол. эффективность, т/т |
|---|---------------|-------|------|-----------------------|------|------|------------------------------------|
| Предлагаемая технология (1% АФ <sub>9-6</sub> в сточной воде) | 5             | 254   | 16,6 | 85,7                  | 2,65 | 6,77 | 75,4                               |
| Предлагаемая технология (2% АФ <sub>9-6</sub> в сточной воде) | 5             | 271   | 16,9 | 91,0                  | 4,94 | 4,88 | 113,1                              |
| Известная технология (10% АФ <sub>9-6</sub> в сточной воде)   | 5             | 260   | 16,7 | 75,4                  | 1,10 | 1,18 | 37,7                               |

нии 5-20% дисперсии маслорастворимого НПАВ АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде.

Как видно из табл. 1, исходные параметры для каждого способа очень близки (отношение нефтепроницаемостей, парциальные дебиты каждой из трубок, коэффициент вытеснения нефти минерализованной водой). Однако, после доотмыва нефти дисперсиями АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде согласно тестируемым технологиям картина меняется: средняя величина конечного коэффициента вытеснения нефти по предлагаемому методу составила 75,2 %, а по известной технологии только 68,0 % и, соответственно, прирост коэффициента вытеснения составил 13,2 и 5,8 %.

В качестве фильтрационного параметра, характеризующего неравномерность процесса вытеснения в двух разнопроницаемых трубках, использовали парциальный (относительный) дебит жидкости менее проницаемого пропластка  $q$  до и после вытеснения оторочки. Очевидно, чем больше увеличился парциальный дебит менее проницаемого пласта, тем эффективнее данный способ вытеснения нефти с точки зрения охвата неоднородных по проницаемости пластов заводнением. Парциальный дебит менее проницаемой трубки при осуществлении предлагаемого метода увеличился в 3,12 раза, а в случае применения 10% дисперсии АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде только в 1,85 раза. Прирост парциального дебита менее проницаемой трубки после закачки 1% дисперсии АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде составил 0,55, а для известной технологии 0,23.

Основными параметрами эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН), направленных на повышение охвата заводнением, являются фактор сопротивления (ФС) и остаточный фактор сопротивления (ОФС). Фактор сопротивления – это отношение подвижности воды к подвижности вытесняющего раствора при фильтрации в пористой среде. Остаточный фактор сопротивления – это отношение подвижности воды до воздействия к подвижности воды после воздействия МУН. Чем больше ФС и ОФС при минимальном содержании реагента в вытесняющем растворе, тем технологически и экономически эффективнее его применение в нефтедобыче.

В табл. 2 представлены основные условия и результаты вытеснения нефти из девонских кернов водными дисперсиями на основе маслорастворимых НПАВ с использованием лабораторной установки

Autoflood (AFS-300) фирмы «Core Laboratories Instruments» (США) по предлагаемой и известной технологии. Использовались стандартные керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см и длиной 3,5-4,0 см. Проницаемость и пористость кернов имеют близкие значения, следовательно, исходные условия для проведения испытаний предлагаемого и известного методов одинаковы.

В результате получены высокие величины коэффициента вытеснения ( $K_{\text{выт.}}$ ). По известной технологии  $K_{\text{выт.}}$  составил 75,4%, а по предлагаемой – 88,4%, т.е. больше на 13%. Фильтрационные безразмерные параметры, такие как фактор сопротивления и остаточный фактор сопротивления, у 1-2% дисперсии АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде с технологической паузой оказались многократно выше, чем у известной технологии (10% дисперсии АФ<sub>9</sub>-6 в сточной воде), соответственно в 2,4-4,5 раза и 4,1-5,7 раза. Удельная технологическая эффективность предлагаемого метода в 2-3 раза выше, чем у известного.

Результаты лабораторных исследований свидетельствуют о высокой технологической эффективности модифицированного метода применения НПАВ для разработки месторождений на поздней стадии эксплуатации. Эффект достигается за счет увеличения охвата слоисто-неоднородных пластов заводнением, дополнительного отмыва остаточной нефти и снижения материальных затрат на реагент, так как предполагается применение меньших количеств маслорастворимого НПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов.

В октябре 2004 г. технология по периодической закачке 1-2 % дисперсии маслорастворимого НПАВ АФ<sub>9</sub>-6 была опробована в НГДУ «Джалильнефть» на скважине № 14683 Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения. В нагнетательную скважину было закачено 10 т реагента АФ<sub>9</sub>-6 производства ОАО «Нижнекамскнефтехим». В целом по участку, состоящем из одной нагнетательной и 8 добывающих скважин, технологическая эффективность от реализации данной технологии составила 2392,7 т дополнительно добытой нефти или 299 т нефти на одну скважину. Единичные испытания не позволяют делать преждевременные выводы об оценке эффективности применения модифицированной технологии на основе маслорастворимых НПАВ. Но достаточно высокая эффективность, полученная на участке скважины № 14683 от применения данной технологии, позволяет рекомендовать ее для дальнейших опытно-промысловых работ при различных геолого-физических условиях.

На способ доотмыва остаточной нефти с применением маслорастворимых НПАВ по модифицированной технологии получен патент РФ.

### **Список литературы**

1. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.
2. Пат. 1445295 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/22. Способ доотмыва остаточной нефти / Глумов И.Ф., Корецкий А.Ф., Ибатуллин Р.Р. и др.; заявитель и патентообладатель ТатНИПИнефть, Институт неорганической химии СО РАН – № 4107923/03; заявл. 11.06.86; опубл. 15.12.94, Бюл № 23.
3. Пат. 2258135 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/22. Способ доотмыва остаточной нефти повышением охвата слоисто-неоднородных пластов заводнением / Ибатуллин Р.Р., Уваров С.Г., Глумов И.Ф. и др.; заявитель и патентообладатель ТатНИПИнефть – № 2004108808/03; заявл. 24.03.04; опубл. 10.08.05, Бюл. № 22.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА ЗА СЧЕТ СОВРЕМЕННОГО ПОДТОКА ГЛУБИННОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Слесарева В.В.,  
Афанасьева О.И. (ТатНИПИнефть)

Вопросы формирования залежей углеводородов всегда являлись актуальными для территории Татарстана. В настоящее время, ввиду явного несоответствия начальных потенциальных ресурсов Татарстана, полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя (всего 709 млн т нефти для всей осадочной толщи) и количества уже извлеченной (около 2,7 млрд т) нефти, указывает на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов только за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород, что дает основание полагать о наличии глубинного источника нефтегенерации в пределах Южно-Татарского свода [1].

Фундаментальные исследования последних 10 лет позволяют полагать, что происходит миграция углеводородов (УВ) из зон деструкций кристаллического фундамента через многочисленные разломы, т.е. «подпитки» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «углеводородным дыханием» фундамента. Процесс глубинной дегазации недр с периодичным поступлением углеводородов в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям [2].

Нами найдено более десятка косвенных признаков подтока (подпитки) глубинной нефти, в том числе современного, в горизонты Д<sub>1</sub>, Д<sub>0</sub> Ромашкинского месторождения. Этот предполагаемый феномен представляет большой научный и огромный практический интерес, так как имеется в виду нетрадиционный подход к актуальнейшей проблеме увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений.

Настоящая работа посвящена исследованию возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счет современного подтока глубинной нефти с локализацией такой подпитки на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

Поставленная задача решалась исключительно на основе нефтепромысловой информации по эксплуатации более 2 тысяч скважин на нефть почти за 50 лет разработки Абдрахмановской площади.

При этом предполагалось, что скважины, расположенные в районе искомого феномена (нефтеподводящих каналов), должны как-то проявить себя в виде аномалий технологических показателей динамики добычи нефти, обусловленных физическим смыслом этого явления (подпиткой нефтью эксплуатируемого объекта).

Абдрахмановская площадь является одной из центральных площадей Ромашкинского месторождения. В промышленную разработку вступила в 1954 г.

По состоянию на 01.01.2002 г. на балансе ВГФ – 567,353 млн т балансовых и 301,153 млн т извлекаемых запасов. Проектная нефтеотдача – 53,1%.

В литологическом отношении породы-коллекторы горизонта Д<sub>1</sub> представлены переслаиванием песчаных, песчано-алевролитовых терригенных пород. Они обладают высокой пористостью – до 20-25%, проницаемость их меняется в широких пределах – от 0,2 до 1,5 мкм<sup>2</sup>.

Общая толщина горизонта в пределах площади может достигать 50 м, а общая нефтенасыщенная – 17 м.

Общее количество скважин, утвержденных для бурения на горизонт Д<sub>1</sub>, составляет 2625. По состоянию на 01.01.2002 г. на горизонт Д<sub>1</sub> Абдрахмановской площади пробурено 2335 скважин, в том числе 1632 скважи-

ны – добывающих, 701 – нагнетательная, 168 – дублеров, и 98 скважин являются контрольными.

В эксплуатационном фонде находятся 1042 скважины. Фонд действующих добывающих скважин на конец 2001 г. составил 979, в том числе 165 нагнетательных, временно эксплуатируемых на нефть. Бездействующих скважин – 63.

Фонд нагнетательных скважин равен 609, под закачкой находятся 567 скважин, среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины составила 121 м<sup>3</sup>/сут.

Плотность сетки на 1 пробуренную скважину (добывающую и нагнетательную) составляет 13,9 га.

Абдрахмановская площадь находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением добычи нефти из-за истощения запасов в целом и опережающей выработки активных запасов, высокой обводненности добываемой жидкости, снижением эффективности ГТМ, выбытием значительного фонда скважин по разным причинам.

По состоянию на 01.01.2002 г. из продуктивных пластов Д<sub>1</sub> Абдрахмановской площади отобрано 277,2 млн т нефти, или 92,0% начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,489.

С начала разработки отобрано 839 млн т жидкости. Средняя обводненность добываемой продукции составила 94%, водонефтяной фактор – 2,029. За прошедший период разработки закачано 1,041 млрд м<sup>3</sup> воды, компенсация отбора жидкости закачкой составляет 100,1%.

В 2001 г. добыто 829,6 тыс. т нефти, темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 0,28 %, от текущих – 3,5 %.

Средний дебит одной скважины по нефти равен 2,7 т/сут, по жидкости – 45,2 т/сут.

Отношение действующих добывающих скважин и скважин, находящихся под закачкой, составляет 1,7.

Методика идентификации аномальных скважин основана на инверсиях дебитов нефти в течение жизни каждой скважины, т.е. когда долговременное естественное падение дебитов «вдруг» сменяется долговременным ростом дебитов нефти.

Но здесь возникает главная трудность – невозможно однозначно определить, объясняется ли та или иная аномалия в дебитах нефти предполагаемым феноменом, или она объясняется многочисленными техно-

генными воздействиями на пласт и добывающую скважину в процессе их длительной эксплуатации.

Эту трудность в данной работе мы пытались обойти «изобретением» и использованием более 40 признаков аномальности скважин, в основном, не зависимых друг от друга, и рейтинговым подходом для выявления наиболее аномальных скважин.

В частности, большую группу признаков аномальности составили скважины с инверсиями дебитов нефти в процессе их эксплуатации, когда при долговременном падении дебитов нефти «вдруг» наблюдается не менее долговременное, статистически существенное увеличение дебитов, а также скважины с растущим дебитом нефти в течение 5-10 лет в период времени после года максимального дебита. Вызывают «подозрение» действующие поныне скважины, накопленный водонефтяной фактор которых в 2-4 раза ниже, чем в целом по Абдрахмановской площади. Представляют интерес с точки зрения признаков аномальности «скважины-рекордсменки»: 100-тонные по дебитам нефти, скважины-миллионеры с суммарным отбором нефти больше 1 млн т, скважины-долгожители (с периодом эксплуатации более 40 лет), а также их сочетания и, особенно, скважины с рекордно высокой дополнительной добычей нефти в результате реализации ГТМ по воздействию на пласт для стимуляции скважин, водоограничения и повышения нефтеотдачи.

Было выявлено 526 скважин горизонта Д<sub>1</sub> с инверсиями дебитов нефти в их динамике, из них 335 скважин, продолжавших работать в 2001 г. Определены 204 скважины горизонта Д<sub>1</sub>, инверсии дебитов которых отмечались с 1985 г., т.е. в условиях падающей добычи нефти на Абдрахмановской площади, из них 181 скважина горизонта Д<sub>1</sub> с инверсиями дебитов продолжала работать в 2001 г.

В ходе анализа выявлены 47 скважин горизонта Д<sub>1</sub> с несколькими инверсиями дебитов нефти, из них 39 скважин продолжали работать в 2001 г. Также выявлены 29 скважин горизонта Д<sub>1</sub> с инверсиями дебитов нефти после продолжительного простоя скважин.

Определен перечень 153 скважин горизонта Д<sub>1</sub> с «дополнительной» добычей нефти более 100 тыс.т, полученной в результате инверсий дебитов нефти и 36 скважин горизонта Д<sub>1</sub>, «дополнительная» добыча нефти из которых в результате инверсий дебитов нефти составила более 200 тыс.т. Кроме этого, выявлено 14

Таблица 1

Скважины Абдрахмановской площади, проработавшие не менее 40 лет без длительных остановок (n=128), в т.ч. \* – скважины, работавшие в 2001 г. (n=116)

|      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |
|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 18*  | 327* | 726* | 761* | 838   | 1111* | 3261  | 3304* | 3326* | 3360* |
| 23*  | 333* | 727* | 763* | 839*  | 1112* | 3267* | 3306* | 3333* | 3362* |
| 35   | 334* | 732* | 764* | 847*  | 1113* | 3268* | 3307* | 3334* | 3372* |
| 40*  | 354  | 733* | 800* | 849*  | 1116* | 3283* | 3308* | 3337* | 3373* |
| 276* | 357* | 738* | 802* | 861   | 1119* | 3285* | 3310* | 3338* | 3374* |
| 278* | 364* | 739* | 812* | 881*  | 1122* | 3286* | 3314* | 3340* | 3376* |
| 279* | 706* | 741* | 813* | 883*  | 1123* | 3289* | 3316* | 3342* | 3378* |
| 312* | 711* | 745  | 815* | 888*  | 1128  | 3290* | 3317* | 3343* | 3379* |
| 315* | 716* | 752* | 816* | 890*  | 3237* | 3292* | 3318* | 3344* | 3382* |
| 318* | 717* | 754* | 818  | 891*  | 3243* | 3294* | 3320* | 3345* | 3383* |
| 321  | 722  | 755* | 820* | 892*  | 3247* | 3298* | 3322* | 3347* | 3387  |
| 322* | 724* | 757* | 821* | 894*  | 3250* | 3301* | 3324* | 3350* |       |
| 325* | 725* | 760* | 837  | 1105* | 3257* | 3302* | 3325* | 3351* |       |

Таблица 2

Скважины Абдрахмановской площади с суммарной добычей нефти за время эксплуатации больше 1 млн т (n=21), в т.ч. \* – скважины, работавшие в 2001 г. (n=13)

| № скв. | Годы работы скважины            | Суммарная добыча нефти, т |
|--------|---------------------------------|---------------------------|
| 19*    | 1951-1981; 1987-1993; 1997-2001 | 1844574                   |
| 310    | 1956-1973                       | 1105994                   |
| 311    | 1955-1978                       | 1089846                   |
| 312*   | 1955-2001                       | 1406045                   |
| 314    | 1955-1977                       | 1115325                   |
| 315*   | 1955-2001                       | 1415397                   |
| 321    | 1955-1994                       | 1325001                   |
| 329    | 1954-1960; 1962-1973            | 1008897                   |
| 718    | 1956-1992                       | 1114643                   |
| 719*   | 1955-1993; 1996-2001            | 1002866                   |
| 727*   | 1955-2001                       | 1185655                   |
| 747    | 1956-1986                       | 1119381                   |
| 820*   | 1955-2001                       | 1117852                   |
| 855*   | 1954-1980; 1985-1993; 1995-2001 | 1020538                   |
| 880*   | 1955-2001                       | 1246726                   |
| 881*   | 1955-2001                       | 1265884                   |
| 883*   | 1955-2001                       | 1073325                   |
| 1092   | 1956-1979                       | 1112646                   |
| 3372*  | 1959-2001                       | 1006823                   |
| 3378*  | 1959-2001                       | 1336182                   |
| 9189*  | 1967-2001                       | 1081182                   |

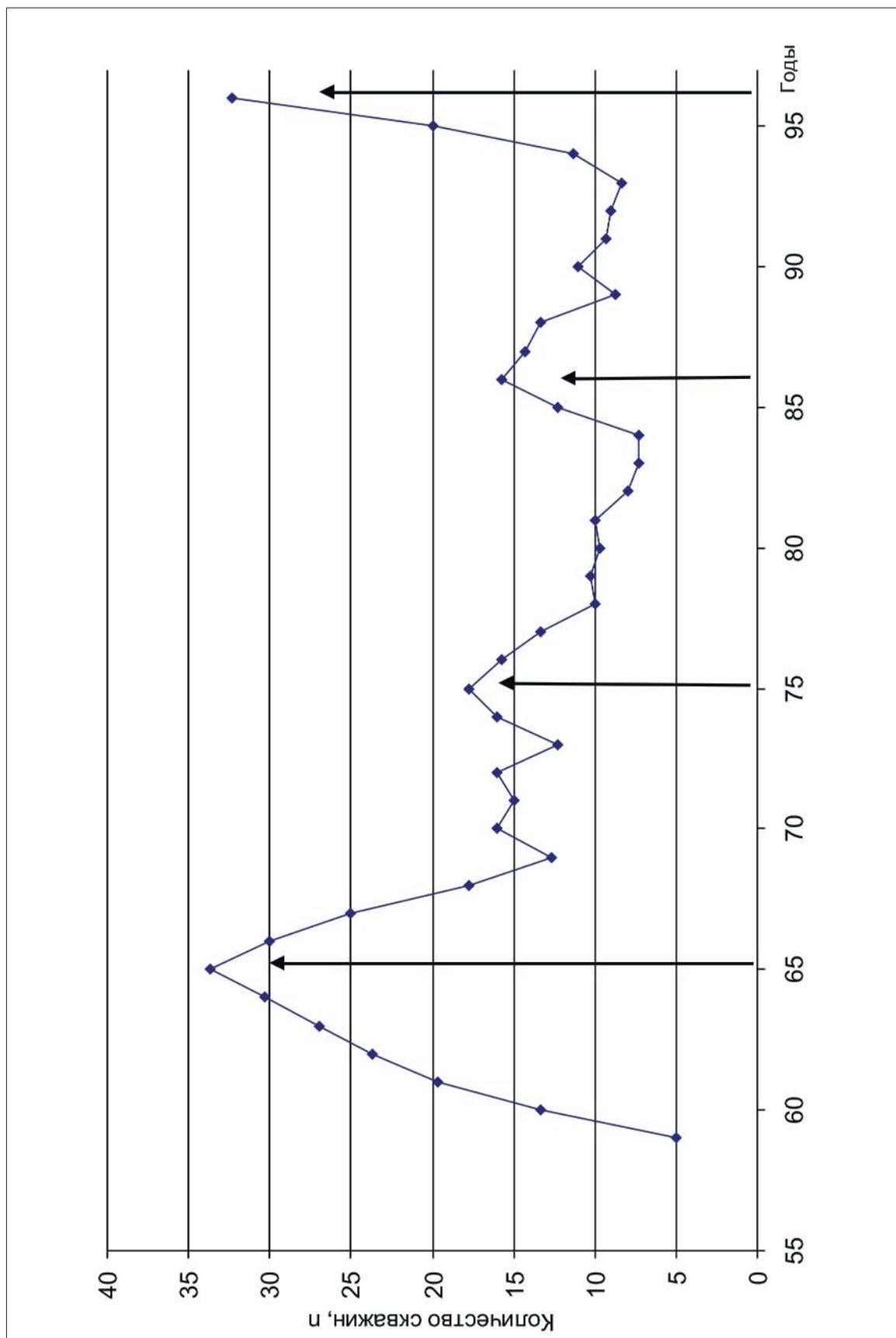


Рис. Динамика количества скважин (n) с инверсиями среднегодовых дебитов нефти по годам с начала разработки Абрахмановской площади, полученная с использованием 3-членной скользящей средней

Таблица 3

Скважины Абдрахмановской площади со среднегодовой дополнительной добычей нефти больше 1000 т в результате проведения ГТМ (n=96)

| № скв. | Код ГТМ | Скважина с ГТМ | $\Delta Q^{\text{ст}}$ , т | № п/п | № скв. | Код с ГТМ | Скважина с ГТМ | $\Delta Q^{\text{ст}}$ , т |
|--------|---------|----------------|----------------------------|-------|--------|-----------|----------------|----------------------------|
| 1      | 2       | 3              | 4                          | 5     | 6      | 7         | 8              | 9                          |
| 1113   | 748     | Нагнет.        | 1234                       | 41    | 23586  | 472       | Добыв.         | 1234                       |
| 1122   | 748     | Добыв.         | 1567                       | 42    | 23589  | 441       | Добыв.         | 1270                       |
| 1126Д  | 702     | Нагнет.        | 2391                       | 43    | 23622  | 494       | Добыв.         | 1184                       |
| 13813  | 441     | Добыв.         | 1124                       | 44    | 23635  | 830       | Нагнет.        | 1714                       |
| 13816  | 452     | Добыв.         | 1295                       | 45    | 23655  | 437       | Добыв.         | 1245                       |
| 13830  | 917     | Добыв.         | 1385                       | 46    | 23663  | 494       | Добыв.         | 1815                       |
| 13842  | 908     | Нагнет.        | 1491                       | 47    | 23695  | 441       | Добыв.         | 1564                       |
| 13889  | 494     | Добыв.         | 1713                       | 48    | 23699  | 486       | Нагнет.        | 1050                       |
| 13901  | 750     | Нагнет.        | 1218                       | 49    | 23702  | 751       | Нагнет.        | 1056                       |
| 13904  | 751     | Нагнет.        | 1408                       | 50    | 24017  | 494       | Добыв.         | 1740                       |
| 13943  | 494     | Нагнет.        | 1270                       | 51    | 24087  | 830       | Нагнет.        | 1031                       |
| 13959  | 494     | Нагнет.        | 1844                       | 52    | 24088  | 830       | Нагнет.        | 1013                       |
| 13990  | 896     | Добыв.         | 1057                       | 53    | 24137  | 751       | Нагнет.        | 1418                       |
| 14044  | 494     | Добыв.         | 1129                       | 54    | 24184  | 650       | Добыв.         | 2594                       |
| 14052  | 404     | Добыв.         | 1195                       | 55    | 24185  | 650       | Добыв.         | 1099                       |
| 14074  | 435     | Нагнет.        | 1315                       | 56    | 24206  | 946       | Добыв.         | 1881                       |
| 14119  | 466     | Нагнет.        | 2103                       | 57    | 24215  | 408       | Добыв.         | 1038                       |
| 14128  | 429     | Нагнет.        | 1457                       | 58    | 24237  | 494       | Добыв.         | 1252                       |
| 14155  | 830     | Нагнет.        | 1094                       | 59    | 24238  | 882       | Добыв.         | 2199                       |
| 14165  | 494     | Добыв.         | 4267                       | 60    | 2469Д  | 441       | Добыв.         | 1086                       |
| 14173  | 816     | Нагнет.        | 1578                       | 61    | 2492   | 882       | Добыв.         | 2311                       |
| 14175  | 759     | Нагнет.        | 1922                       | 62    | 27942  | 494       | Добыв.         | 2037                       |
| 14281  | 848     | Добыв.         | 1090                       | 63    | 3243Д  | 452       | Добыв.         | 1422                       |
| 17307  | 966     | Нагнет.        | 2060                       | 64    | 3257   | 818       | Нагнет.        | 1362                       |
| 17361  | 467     | Добыв.         | 1173                       | 65    | 3268   | 896       | Добыв.         | 1356                       |
| 17376  | 452     | Добыв.         | 1198                       | 66    | 3286   | 754       | Нагнет.        | 2712                       |
| 18851  | 765     | Нагнет.        | 1304                       | 67    | 3310   | 830       | Нагнет.        | 3534                       |
| 18856  | 429     | Нагнет.        | 1014                       | 68    | 3318   | 750       | Нагнет.        | 3273                       |
| 18875  | 494     | Добыв.         | 2583                       | 69    | 3319   | 441       | Добыв.         | 1190                       |
| 18876  | 750     | Нагнет.        | 4806                       | 70    | 3322   | 486       | Нагнет.        | 1092                       |
| 18912  | 494     | Добыв.         | 1284                       | 71    | 3326   | 434       | Нагнет.        | 2365                       |
| 18937  | 454     | Нагнет.        | 1415                       | 72    | 3338   | 429       | Нагнет.        | 1104                       |
| 18958  | 494     | Добыв.         | 1014                       | 73    | 3379   | 486       | Нагнет.        | 1650                       |
| 18991  | 494     | Добыв.         | 1144                       | 74    | 3419   | 882       | Добыв.         | 1482                       |
| 18995  | 816     | Нагнет.        | 1036                       | 75    | 711    | 725       | Нагнет.        | 1378                       |

| 1     | 2   | 3       | 4    | 5  | 6     | 7   | 8       | 9    |
|-------|-----|---------|------|----|-------|-----|---------|------|
| 23481 | 823 | Нагнет. | 2107 | 76 | 732   | 754 | Нагнет. | 1349 |
| 23488 | 882 | Добыв.  | 1392 | 77 | 815   | 917 | Добыв.  | 2360 |
| 23505 | 748 | Нагнет. | 1280 | 78 | 821   | 748 | Нагнет. | 1246 |
| 23532 | 896 | Добыв.  | 3203 | 79 | 8812  | 751 | Нагнет. | 1119 |
| 23571 | 494 | Добыв.  | 2188 | 80 | 8821  | 759 | Нагнет. | 1563 |
| 883   | 487 | Нагнет. | 1405 | 89 | 9049А | 441 | Добыв.  | 1101 |
| 8835  | 434 | Добыв.  | 6899 | 90 | 9094  | 759 | Нагнет. | 1266 |
| 8842  | 437 | Добыв.  | 1825 | 91 | 9105  | 441 | Добыв.  | 1297 |
| 8846  | 452 | Добыв.  | 1055 | 92 | 9121  | 917 | Добыв.  | 1531 |
| 8858  | 880 | Добыв.  | 7878 | 93 | 9125  | 486 | Нагнет. | 1222 |
| 8890  | 748 | Добыв.  | 3700 | 94 | 9143  | 441 | Добыв.  | 1140 |
| 8919  | 499 | Нагнет. | 1130 | 95 | 9179  | 765 | Нагнет. | 1268 |
| 8992  | 452 | Добыв.  | 4859 | 96 | 9189  | 452 | Добыв.  | 2318 |

скважин горизонтов Д<sub>II</sub>-Д<sub>IV</sub> с инверсиями дебитов нефти, из них 13 скважин работали в 2001 г.

Определены параметры 191 скважины горизонта Д<sub>I</sub> с растущими (в течение не менее 5 лет) дебитами нефти после года достижения максимального дебита, т.е. в период падающих дебитов.

Обнаружение периодичности некоторых признаков аномальности (количества скважин с инверсиями в динамике и количества скважин с максимальным дебитом в период падающей добычи нефти на Абдрахмановской площади) явно свидетельствует в пользу предполагаемого феномена, но ничего не говорит о его локализации.

Еще одним признаком аномальности был выбран пониженный водонефтяной фактор действующих скважин. К настоящему времени накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) в целом по девону Абдрахмановской площади составил около 2 м<sup>3</sup> добытой воды на 1 т добытой нефти (добыто 278 млн т нефти и 561 млн м<sup>3</sup> воды). Будем считать пониженным ВНФ, если его величина меньше 1 м<sup>3</sup>/т, т.е. если из скважины добыто больше нефти, чем воды ( $Q_H > Q_B$ ).

Выявлены 228 скважин с пониженным водонефтяным фактором (меньше 1 м<sup>3</sup>/т), работавших в 2001 г., из них у 24 скважин суммарная добыча нефти превысила 0,5 млн т, а у 96 скважин суммарная добыча нефти составила более 100 тыс. т из каждой скважины. Отмечены 47 скважин с добычей нефти также более 100 тыс. т, работавших в 2001 г., но с еще более низким накопленным ВНФ (менее 0,5 м<sup>3</sup>/т).

В табл. 1 приведен перечень 128 скважин-долгожителей, проработавших не менее 40 лет без длительных (не более нескольких месяцев) остановок, там же отдельно отмечено \* 116 скважин-долгожителей, продолжавших работать в 2001 г.

В табл. 2 представлена 21 скважина-миллионер с добычей нефти за время эксплуатации более 1 млн т.

В качестве признака аномальности скважин, по нашему мнению, можно использовать аномально большую технологическую эффективность, полученную в результате реализации различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на воздействие на пласт через добывающие (стимуляция скважин, водоизоляционные работы) и через нагнетательные скважины (интенсификация разработки и повышение нефтеотдачи). Для этого мы использовали данные ТатАСУнефть по определению текущей дополнительной добычи нефти по состоянию на 01.01.2002 г. в результате реализации всех ГТМ. Оказалось, что на Абдрахмановской площади за последние 5-6 лет проведены ГТМ на 1216 скважинах. Для того, чтобы устранить влияние времени после ГТМ, с учетом отработанного времени и текущей дополнительно добытой нефти использовали параметр среднегодовой дополнительной добычи нефти.

В качестве параметра аномальности использовалась среднегодовая дополнительная добыча нефти больше 1000 т, т.е. предполагалось, что при такой эффективности ГТМ вероятен вклад какой-то доли нашего фе-

номена в эту эффективность. В табл. 3 приведено 96 таких скважин, код ГТМ, воздействие на пласт через добывающие или нагнетательные скважины и величина среднегодовой дополнительной добычи нефти. Из этой таблицы видно, что из 96 аномальных скважин у 23 скважин величина этого параметра была больше 2000 т, а у 9 скважин – больше 3000 т.

На рисунке приведена динамика количества скважин (n) с инверсиями среднегодовых дебитов нефти (в данном случае, первый год после инверсии) по годам с начала разработки Абдрахмановской площади, полученная с использованием трехчленной скользящей средней. Как видно из этого рисунка, наблюдаются четкие максимумы этого параметра в 1965, 1975, 1986 и 1996 годах, т. е. через каждые 10-11 лет.

По нашему мнению, указанные достаточно четкие периодичности никак не могут быть обусловлены какими-либо техногенными факторами.

Впервые в настоящей работе сделана попытка оценить влияние аномальности на успешность реали-

зации 41 ГТМ по воздействию на пласт. Развитие работ в этом направлении в ретроспективу (пока она выполнена только по состоянию на 01.01.2002 г.) позволит, по нашему мнению, не только конкретизировать искомый феномен, но и наметить способы его стимуляции, и, что особенно важно с позиций сегодняшнего дня, повысить успешность и технологическую эффективность применяемых в настоящее время ГТМ по воздействию на пласт.

### Список литературы

1. Ларочкина И.А., Богатеев Ш.М., Кириллов Е.Р. Условия формирования и размещения залежей нефти на месторождениях Татарстана // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана. – Бугульма, 1996. – С. 7-12.
2. Муслимов Р.Х. Возрастающая роль современных МУН в системах разработки крупнейших месторождений России // Интервал. – 2005. – №6. – С. 5-16.

## СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ТРЕТИЧНЫХ МУН

Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Афанасьева О.И.  
(ТатНИПИнефть)

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) – это любые технологии, которые увеличивают степень нефтеизвлечения (коэффициент нефтеотдачи), т.е. проектную добычу при первичном механизме добычи. Первичным механизмом добычи нефти является такой, который основан на естественной энергии пласта, т.е. водонапорный, упругий, газовый и различные их комбинации.

Современными или новыми методами воздействия на пласт часто принято называть все методы воздействия на пласт, отличающиеся от стационарной закачки в пласты обычной воды. Методы разработки залежей нефти с введением дополнительной энергии можно разделить на вторичные и третичные [1].

Все методы, основанные на закачке (возврате) продукции пласта, относятся к вторичным. Вторичными, наряду со стационарным заводнением, обычно называют гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи (ГМУН). К ним можно отнести следующие методы:

- нестационарное (циклическое) заводнение с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте (НЗ);
- форсированный отбор жидкости (ФОЖ);
- геолого-физические методы (ГФМ).

Третичные методы основываются на модификации вторичного механизма, используют самостоятельные механизмы или их комбинации. Третичные МУН подразделяются на 6 групп: физико-химические, физические, тепловые, газовые, рудничные и микробиологические [2].

Цель применения третичных методов заключается в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и ус-

транить либо уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов.

В данной работе сделана попытка сопоставить эффективность применения вторичных и третичных МУН на примере нестационарного (циклического) заводнения и 28 современных МУН, применяемых на объектах ОАО «Татнефть».

Одним из широко применяемых и высокоэффективных методов регулирования разработки и увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении является гидродинамическое воздействие, осуществляемое путем изменения режимов работы нагнетательных и добывающих скважин. В то же время эффект от применения этого воздействия со временем падает и добыча нефти возвращается по размерам к добыче при стационарном заводнении, при этом в пластах остается еще значительная часть геологических и извлекаемых запасов нефти.

Циклический метод заводнения основан на периодическом изменении режима воздействия на нефтяные залежи сложного строения, при котором в продуктивных пластах искусственно создается нестационарное распределение пластового давления и движения жидкости и газа. В промысловых условиях неустановившееся давление и фильтрация жидкости в пласте могут быть созданы периодическим изменением объема нагнетаемой воды и добываемой жидкости при искусственном заводнении или циклическим отбором жидкости при естественном водонапорном режиме разработки пласта [3].

Суть технологий циклического заводнения состоит в целенаправленном использовании пластовых упругих сил с целью достижения более полного охвата заводнением гидродинамически взаимосвязанных нефтенасыщенных участков неоднородного пласта.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» в нестационарном режиме (НЗ) работают 80-85 % действующего фонда скважин. За счет НЗ ежегодно добывается более 3 млн т нефти. Прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет применения НЗ на Алькеевской площади составляет 3,8 %, Восточно-Сулеевской – 2,4 %, на участках Азнакаевской площади – 5,1 %, Северо-Альметьевской – 1,8 %, Карамалинской – 4,0 %.

Такие высокие абсолютные приросты КИН, достигнутые в результате НЗ, редко даже проектируются на поздних стадиях разработки за счет применения физико-химических МУН.

Один процент увеличения КИН по  $D_1$ ,  $D_0$  Ромашкинского месторождения означает дополнительную добычу 42,54 млн т нефти. При годовой дополнительной добыче нефти за счет НЗ, равной 3,0 млн т, увеличение КИН на один процент может быть достигнуто за 14 лет массового применения НЗ. Но, как и любой метод воздействия на нефтяной пласт, НЗ снижает во времени свою эффективность, поэтому необходимо постоянное совершенствование НЗ.

Для сравнения технологической эффективности НЗ – циклики (код 788) и третичных методов увеличения нефтеотдачи взяты следующие 28 технологий МУН:

| Код | Название технологии МУН  |
|-----|--|
| 416 | Щелочной сток производства капролактама и гелеобразующий комплекс (ЩСПКиГОК) |
| 428 | СНПХ-9633  |
| 429 | Сейсмоакустика   |
| 441 | Гидроразрыв пласта (ГРП)   |
| 466 | Разглинизация  |
| 470 | СНПХ-95М   |
| 472 | Комплексное воздействие  |
| 482 | Полимер-глинистая композиция   |
| 486 | Вязкоупругие составы (ВУС)   |
| 487 | Микробиологическое воздействие   |
| 738 | Закачка низкомолекулярного жидкого стекла                                    |
| 741 | Волокнисто-дисперсная система (ВДС)  |
| 750 | Темпоскрин   |
| 751 | Полимер-дисперсная система (ПДС)   |
| 753 | Коллоидно-дисперсная система (КДС)   |
| 754 | Закачка оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ)  |
| 759 | Закачка биополимеров   |
| 765 | Закачка шпигной полимерной системы (СПС)                                     |
| 770 | Щелочно-полимерная композиция (ЩПК)  |
| 812 | СПС на основе эфиров целлюлозы (ДКМ)   |
| 814 | Воздействие ультразвуковой акустикой (ВУЗА)                                  |

|     |  |
|-----|--|
| 825 | Полимер-органическая суспензия (ПОРС)                                |
| 830 | Гидрофобная эмульсия   |
| 841 | Модифицированная ПДС   |
| 843 | Воздействие избыточного активного ила (ИАИ) с питательными добавками |
| 846 | Кислотно-поверхностно-активная система (КПАС)                        |
| 881 | Высокомолекулярное жидкое стекло                                     |
| 977 | Полимер-гелевая система «РИТИН»                                      |

Для того, чтобы корректно и объективно сопоставить технологическую эффективность третичных МУН при воздействии на пласт через нагнетательные скважины, с одной стороны, и технологическую эффективность НЗ, с другой стороны, был предложен общий показатель эффективности – среднегодовая дополнительная добыча нефти на одну добывающую скважину участков воздействия  $\Delta q^{CT}$  (т/год).

Сравнение  $\Delta q^{CT}$  от применения МУН и  $\Delta q^{CT}$  от применения НЗ по одним и тем же добывающим скважинам с применением корреляционно-регрессионного анализа по критерию знаков Диксона и Муда, по критерию Дэвида, а также Вилкоксона-Манна-Уитни показало, что из 28 современных МУН 14 технологий МУН по эффективности статистически не отличаются от эффективности НЗ, 8 технологий МУН оказались менее эффективными по сравнению с эффективностью НЗ и лишь шесть технологий МУН (20 %) показали статистически более высокую технологическую эффективность по сравнению с НЗ на тех же добывающих скважинах.

Выполнено сравнение эффективности МУН и НЗ в количественной форме натурального показателя (в тоннах среднегодовой дополнительной добычи нефти на одну добывающую скважину участков воздействия). При этом использованы данные ТатАСУнефть по 5567 добывающим скважинам  $D_1$ ,  $D_0$  Ромашкинского месторождения, расположенным на участках реализации 28 современных третичных МУН и на которые воздействовало НЗ, в 90,9 % случаев начатое раньше воздействия МУН.

Сравнение эффективности МУН и нестационарного заводнения в количественной форме натурального показателя (в тоннах среднегодовой дополнительной добычи нефти на одну добывающую скважину) приведено в таблице. Приведены коды и наименования МУН, количество добывающих скважин с МУН и НЗ, величины по каждому  $\Delta q^{CT}$  МУН и  $\Delta q^{CT}$  НЗ (код 788) в тоннах на скважину.

Сравнение эффективности МУН и НЗ в количественной форме  
(в т среднегодовой дополнительной добычи нефти на одну добывающую скважину)

| Код МУН | Название МУН            | Число скв. (n) | $\Delta q_{МУН}^Г$ , т | $\Delta q_{НЗ}^Г$ , т | Коэфф. корреляции | Уравнение регрессии     | Доля влияния НЗ на МУН |
|---------|-------------------------|----------------|------------------------|-----------------------|-------------------|-------------------------|------------------------|
| 416     | ЩСПК + ГОК              | 171            | 335,9                  | 387,8                 | <b>0,5737</b>     | $Y = 192,67 + 0,3693x$  | 0,43                   |
| 428     | СНПХ-9633               | 74             | 304,7                  | 450,0                 | 0,1412            | $Y = 272,534 + 0,0715x$ | 0,11                   |
| 429     | Сейсмоакустика          | 487            | 421,2                  | 313,2                 | <b>0,0941</b>     | $Y = 331,92 + 0,285x$   | 0,21                   |
| 441     | ГРП                     | 138            | 223,7                  | 119,0                 | 0,0967            | $Y = 190,84 + 0,2764x$  | 0,15                   |
| 466     | Разглинизация           | 70             | 257,1                  | 103,7                 | 0,1918            | $Y = 200,6 + 0,5453x$   | 0,22                   |
| 470     | СНПХ-95М                | 50             | 315,5                  | 361,9                 | <b>0,5346</b>     | $Y = 202,43 + 0,3125x$  | 0,36                   |
| 472     | Компл. возд-вие         | 248            | 95,5                   | 125,5                 | 0,0751            | $Y = 88,42 + 0,0565x$   | 0,07                   |
| 482     | Полим.-глин. композиция | 64             | 364,1                  | 136,8                 | 0,2001            | $Y = 433,88 - 0,51x$    |                        |
| 486     | ВУС                     | 231            | 236,2                  | 145,6                 | <b>0,4113</b>     | $Y = 98,38 + 0,9466x$   | 0,58                   |
| 487     | МБВ                     | 338            | 260,9                  | 141,3                 | <b>0,2281</b>     | $Y = 190,6 + 0,498x$    | 0,27                   |
| 738     | Жид.стекло н/м          | 49             | 464,5                  | 188,2                 | 0,1327            | $Y = 409,05 + 0,2945x$  | 0,12                   |
| 741     | ВДС                     | 449            | 445,8                  | 449,4                 | <b>0,1180</b>     | $Y = 393,39 + 0,1167x$  | 0,12                   |
| 750     | Темпоскрин              | 83             | 264,3                  | 149,5                 | <b>0,7243</b>     | $Y = 65,17 + 1,3322x$   | 0,75                   |
| 751     | ПДС                     | 487            | 448,7                  | 325,0                 | <b>0,0978</b>     | $Y = 359,17 + 0,2756x$  | 0,20                   |
| 753     | КДС                     | 195            | 719,2                  | 208,4                 | 0,0871            | $Y = 600,73 + 0,5684x$  | 0,16                   |
| 754     | ОЭЦ                     | 473            | 546,5                  | 278,3                 | <b>0,0898</b>     | $Y = 512,06 + 0,1239x$  | 0,06                   |
| 759     | Биополимеры             | 291            | 272,4                  | 193,3                 | <b>0,1350</b>     | $Y = 248,21 + 0,1253x$  | 0,09                   |
| 765     | СПС                     | 408            | 159,5                  | 250,6                 | <b>0,2772</b>     | $Y = 120,29 + 0,1565x$  | 0,25                   |
| 770     | ЩПК                     | 27             | 485,6                  | 530,8                 | <b>0,6192</b>     | $Y = -75,3 + 1,057x$    | -                      |
| 812     | ДКМ                     | 62             | 209,8                  | 344,2                 | 0,1178            | $Y = 174,87 + 0,1014x$  | 0,17                   |
| 814     | ВУЗА                    | 50             | 188,9                  | 415,9                 | 0,0280            | $Y = 185,07 + 0,0092x$  | 0,02                   |
| 825     | ПОРС                    | 78             | 203,4                  | 180,5                 | <b>0,2656</b>     | $Y = 147,15 + 0,3116x$  | 0,28                   |
| 830     | Гидрофоб. эм-я.         | 528            | 271,7                  | 162,3                 | <b>0,1832</b>     | $Y = 225,53 + 0,2844x$  | 0,17                   |
| 841     | Модифиц. ПДС            | 87             | 460,4                  | 185,7                 | <b>0,4433</b>     | $Y = 263,8 + 1,058x$    | 0,43                   |
| 843     | ИАИ                     | 38             | 144,1                  | 459,8                 | <b>0,6579</b>     | $Y = 21,77 + 0,2661x$   | 0,85                   |
| 846     | КПАС                    | 131            | 199,5                  | 243,4                 | 0,1164            | $Y = 178,42 + 0,0865x$  | 0,11                   |
| 881     | Жид. стекло в/м         | 144            | 339,8                  | 372,9                 | <b>0,4522</b>     | $Y = 144,04 + 0,5249x$  | 0,58                   |
| 977     | РИТИН                   | 42             | 205,3                  | 327,1                 | 0,0133            | $Y = 202,96 + 0,0073x$  | 0,01                   |
|         |                         | $\Sigma 5493$  | 315,9                  | 269,6                 |                   |                         |                        |

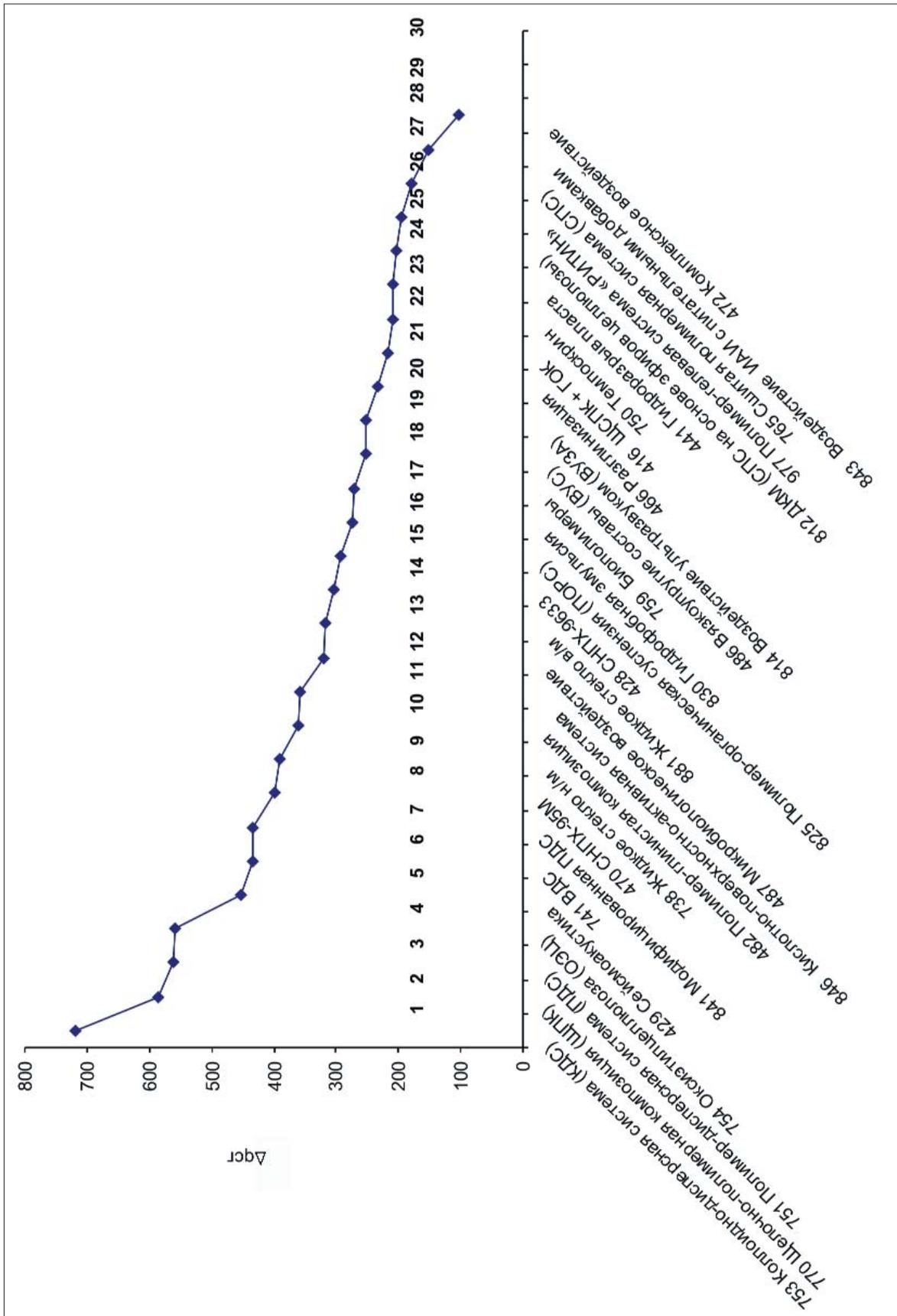


Рис. Ранжированный убывающий ряд эффективности 28 технологий МУН по параметру  $\Delta n_{cr}$  (в целом)

Из таблицы следует, что средняя величина  $\Delta q^{CT}$  для 28 МУН составляет 315,9 т в год на одну добывающую скважину, а для циклики (НЗ) она равна 269,6 т.

В предпоследних двух столбцах таблицы представлены результаты корреляционно-регрессионного анализа зависимости эффективности МУН ( $\Delta q^{CT}$ ) от эффективности нестационарного заводнения на одних и тех же добывающих скважинах. Как видно из результатов такого анализа, для 17 технологий МУН имеется значимая (статистически отличающаяся от нуля) корреляционная связь этих двух типов воздействия (величины коэффициентов корреляции этих технологий выделены жирным шрифтом). При этом для 28 технологий МУН с увеличением  $\Delta q^{CT}_{НЗ}$  увеличивается  $\Delta q^{CT}_{МУН}$ , хотя, казалось бы, чем больше отобрано дополнительной нефти при циклике, тем меньше ее должно остаться при следующей реализации МУН.

Результаты корреляционно-регрессионного анализа можно, по нашему мнению, использовать в качестве одного из вариантов для оценки влияния НЗ на эффективность МУН. Действительно, имея уравнение линейной регрессии  $\Delta q^{CT}_{МУН} = a + b \cdot \Delta q^{CT}_{НЗ}$  и приняв  $\Delta q^{CT}_{НЗ} = 0$ , получаем  $\Delta q^{CT}_{МУН} = a$ . Отсюда доля влияния НЗ на эффективность МУН равна  $1 - a/\Delta q^{CT}_{МУН}$ . В последнем столбце таблицы приведены результаты таких расчетов.

Средние величины  $\Delta q^{CT}$  для МУН и НЗ в условиях одновременного начала их применения составляют 325 т для МУН и 171 т для нестационарного заводнения в среднем на скважину в пересчете на один год ее работы.

В условиях, когда циклика (НЗ) начата позже начала применения МУН, этот показатель эффективности составляет соответственно 166 т для третичных МУН и 179 т для НЗ.

Всеми вышеназванными технологиями третичных МУН охвачено 2363 нагнетательные скважины (участки элемента воздействия)  $D_1$ ,  $D_0$  Ромашкинского месторождения с 8117 добывающими скважинами. При этом количество участков без применения нестационарного заводнения составило только 432 нагнетательных и 1183 добывающих скважин, а количество «чистых» участков с НЗ и МУН (причем МУН в большинстве своем реализован гораздо позже НЗ) составило 1127 нагнетательных и 3486 добывающих скважин. Средняя величина

на среднегодовой дополнительной добычи нефти в результате реализации 28 современных МУН составляет 1108 т нефти на одно ГТМ в целом, 1217 т на участках без НЗ и 1018 т на участках с НЗ, при этом НЗ дало 781 т среднегодовой дополнительной добычи.

На рисунке представлены ранжированные убывающие ряды эффективности 28 технологий МУН по параметру  $\Delta q^{CT}$ .

Из графика видно, что кратно большую по сравнению со средней (315,9 т) величину  $\Delta q^{CT}$  дает только МУН коллоидно-дисперсная система (под кодом 753), кратно меньшую дали два МУН: комплексное воздействие (код 472) и воздействие ИАИ с питательными добавками (код 843).

Анализ данных ТатАСУнефть показал, что к началу массового применения современных МУН более 70 % добывающих скважин, вошедших в наш анализ, уже были задействованы под нестационарное заводнение. В таких условиях весь эффект, в первом приближении, относится к МУН, так как эффект от НЗ или закончен или попал в базу экстраполированной предыстории МУН.

Согласно IV Генеральной схеме разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (горизонты  $D_1$ ,  $D_0$ ) в настоящее время в режиме нестационарного заводнения работают 86,7 % нагнетательного фонда скважин (на 01.01.2003 г.). Дополнительная добыча нефти за все время проведения нестационарного заводнения составила 35,9 млн т, отбор попутной воды снижен на 116,5 млн т, ограничена непроизводительная закачка на 529,7 млн м<sup>3</sup>.

При этом на 2004-2040 гг. планируется выполнить МУН через нагнетательные скважины в количестве около 46 тыс. скважино-операций, что дает около 36,6 млн т дополнительной нефти. Практически одинаковы величины дополнительной добычи нефти, полученной за счет НЗ (35,9 млн т) и планируемой за счет МУН (36,6 млн т). Отсюда напрашивается утверждение, что МУН – это вариант НЗ на поздней стадии разработки, так как практически любой МУН нарушает стационарность разработки при заводнении.

Современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства остальных третичных МУН. Вначале необходимо широкое их внедрение на всех объектах, где это возможно. Затем уже в водной стадии разработки, когда сфор-

мировались фильтрационные потоки и их смена не дает необходимого технологического эффекта, эти методы должны дополняться физико-химическими, потокоотклоняющими и другими технологиями. Это позволит получить синергетический эффект от внедрения современных технологий.

### **Список литературы**

1. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие.– Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596 с.
3. Ибрагимов Н.Г. и др. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000.

## СОСТОЯНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫМИ ПОЛИМЕРНЫМИ СИСТЕМАМИ

*Гаффаров Ш.К., Рахматулина М.Н.,  
Варламова Е.И., Ризванов Р.З., Глузов И.Ф.,  
Слесарева В.В., Андриянова О.М.  
(ТатНИПИнефть)*

Высокопродуктивные нефтяные месторождения, которые в прошлом определяли прирост и уровень добычи нефти, вступили в позднюю стадию разработки, для которой характерно снижение добычи нефти и рост обводненности добываемой продукции, и, в конечном счете, ухудшение технико-экономических показателей.

В настоящее время актуальными являются снижение себестоимости добычи нефти и повышение рентабельности производства. Для решения этой задачи в ТатНИПИнефти разработана технология модифицированного полимерного заводнения капсулированными полимерными системами (технология КПС). Отличительная особенность технологии состоит в малом расходе полимера и применении экологически чистого сшивателя – серноокислого алюминия.

Технология является эффективной в условиях высокой обводненности добывающих скважин и рекомендуется для применения в неоднородных по проницаемости и многопластовых нефтяных коллекторах порового типа. Технология предполагает использование полимерной композиции, представляющей собой полимерный раствор с добавлением солей алюминия (СКА). Введение солей алюминия в полимерный раствор при оптимальном соотношении позволяет получить на основе гетерофазной сшивки макромолекул капсулированные полимерные системы. Механизм действия модифицированного полимерного заводнения с применением КПС заключается в том, что капсулы сшитого полиакриламида блокируют высокопроницаемые и, как правило, высокообводненные участки пласта, тем самым изменяют направление движения воды в слабо

дренируемые зоны пласта. В результате достигается повышение охвата пласта заводнением.

Возможность регулирования размеров образующихся частиц (капсул) путем варьирования концентраций полимера и соли обеспечивает перспективы применения КПС для различных геолого-физических условий. В технологии используются химические реагенты, оптимальные концентрации которых в композиции (ПАА – до 0,1 %, СКА – до 0,03 %) обеспечивают их минимальный расход.

Проведенные опыты по фильтрации композиции КПС на физических моделях пласта проницаемостью пористой среды от 0,5 до 4 мкм<sup>2</sup> показали, что остаточный фактор сопротивления меняется от 5,2 до 26,4 единицы. Это означает, что при осуществлении технологического процесса в промышленных условиях можнократно уменьшать проницаемость высокопроницаемых пропластков или зон пласта в целях регулирования фильтрационных потоков при заводнении.

Следует отметить, что раствор КПС образуется в процессе растворения (приготовления) и не требует времени на период гелеобразования (сшивки) после закачки в пласт. Капсулированные полимерные системы получают в водах различной минерализации в широком температурном интервале (от 0 до 90°C). Существенным фактором является то, что КПС имеет небольшую динамическую вязкость в обычных условиях и легко прокачивается по протяженным водоводам системы заводнения.

Основные геолого-физические условия эффективно применения технологии заводнения:

– коллектор терригенный со средней проницаемостью от 0,2 до 1,0 мкм<sup>2</sup> (нижняя граница – исходя из условия сохранения темпов отбора жидкости в период закачки раствора, верхняя – исходя из особенностей фильтрации растворов полиакриламидов в пористой среде);

- глубина залежи и толщина продуктивной части не лимитируются;
- вязкость нефти – от 3 до 100 мПа·с;
- начальная нефтенасыщенность – более 50 %, пластовая температура – до 90°C;
- внутриконтурная система заводнения (закачиваемая вода как пресная, так и минерализованная).

Для приготовления и закачивания композиции КПС могут применяться передвижные установки для дозирования реагентов УДР-32М, КУДР и «Бейкер-САС», а также стационарная установка «Кем-Трон».

Размеры полимерной оторочки, концентрация и объем реагентов зависят от конкретных геолого-физических условий выбранного объекта воздействия и приемистости нагнетательных скважин (приемистость должна быть не менее 150 м<sup>3</sup>/сут).

Промысловые испытания и отработка технологии приготовления и закачки КПС проводились в ноябре 2000 г. на участке нагнетательной скв. 6133а Западно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. Эксплуатационный объект участка представлен продуктивным терригенным пластом б<sub>3</sub> пашийского горизонта. Участок с нагнетательной скв. 6133а и двумя добывающими скважинами работает с 1995 г. В пределах участка пласт имеет средние значения нефтенасыщенной толщины 1,7 м, пористости – 14,8 %, начальной нефтенасыщенности – 0,637. На начало проведения промысловых испытаний технологии с пределов участка отобрано 423,5 тыс. т нефти и 1384,4 тыс. т жидкости. Закачено сточной воды 132,0 тыс. м<sup>3</sup>.

Приготовление и закачка раствора КПС осуществлялась двумя насосными агрегатами ЦА-320. В нагнетательную скв. 6133а в интервал перфорации 1814,8-1817,6 м закачено 500 м<sup>3</sup> композиции КПС с концентрацией ПАА-0,013 % (63 кг), СКА – 0,001 % (5,6 кг). Приемистость закачки до и после проведения воздействия изменились от 300 м<sup>3</sup>/сут при давлении закачки 8,0 МПа до 228 м<sup>3</sup>/сут при давлении закачки 14,0 МПа. Давление в процессе закачки возросло на 75 %, что может являться свидетельством отключения промытых высокообводненных интервалов пласта и вовлечения в активную разработку неохваченных ранее заводнением интервалов пласта.

На начало проведения испытания дебиты нефти и жидкости по участку составили 1,6 и 59,1 т/сут. Обводненность продукции – 97,3 %. Добывающие скважины обводнялись водой с удельным весом 1,09-1,13 г/см<sup>3</sup>.

После закачки композиции по добывающим скважинам отмечается увеличение дебита нефти с 1,6 до 3,6 т/сут и снижение обводненности продукции с 97,3 до 94,5 %.

Дополнительная добыча нефти, определенная ТатАСУ-нефть по интегральным характеристикам вытеснения, составила 2539 т более чем за четыре года проявления эффекта.

Опытно-промышленные работы по испытанию технологии КПС были продолжены в октябре 2003 г. на участке залежи 9 Ромашкинского месторождения с нагнетательной скв. 27890 и четырьмя добывающими скважинами. Объектом эксплуатации залежи являются продуктивные отложения пласта вв<sub>1-3</sub> бобриковского горизонта, сложенного в основном песчаниками. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта по участку составляет 2,9 м, пористость – 20,9%, проницаемость – 0,622 мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность – 70,7%. Закачка сточной воды в скв. 27890 осуществляется с 1997 г. С начала эксплуатации с пределов участка отобрано 101,8 тыс. т нефти и 155,2 тыс. т жидкости, закачено 131,4 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Закачка композиции КПС производилась в октябре 2003 г. с помощью установки УДР-32М. Расход закачиваемой композиции составлял 6 м<sup>3</sup>/ч. (144 м<sup>3</sup>/сут). В нагнетательную скв. 27890 закачено 1116 м<sup>3</sup> композиции КПС с концентрацией ПАА – 0,05 % (558 кг), СКА – 0,0075% (83,7 кг). В процессе закачки давление на устье возросло с 6,0 до 9,5 МПа, что свидетельствовало об увеличении фильтрационного сопротивления пласта.

В результате закачки композиции КПС в нагнетательной скв. 27890 произошло изменение профиля приемистости (рис. 1) и, тем самым, перераспределение потока закачиваемой воды по толщине пласта. До закачки композиции нижний интервал перфорации (1082-1084,0 м) принимал 66 % основного объема закачиваемой воды. После закачки КПС более половины закачиваемой воды стало поглощаться средней частью интервала перфорации (1081,0-1082,0 м).

На рис. 2 представлена динамика показателей разработки участка до и после закачки КПС. До закачки КПС дебит скважин по нефти изменялся от 0,8 до 8,3 т/сут, дебит по жидкости – от 3,0 до 18,3 т/сут. Обводненность продукции по скважинам изменялась от 44,7 до 70,4 %. Добывающие скважины обводнялись пластовой водой с удельным весом 1,16-1,17 г/см<sup>3</sup>. Среднемесячная добыча нефти по участку составила 41,7 т/мес. при обводненности 63 %.

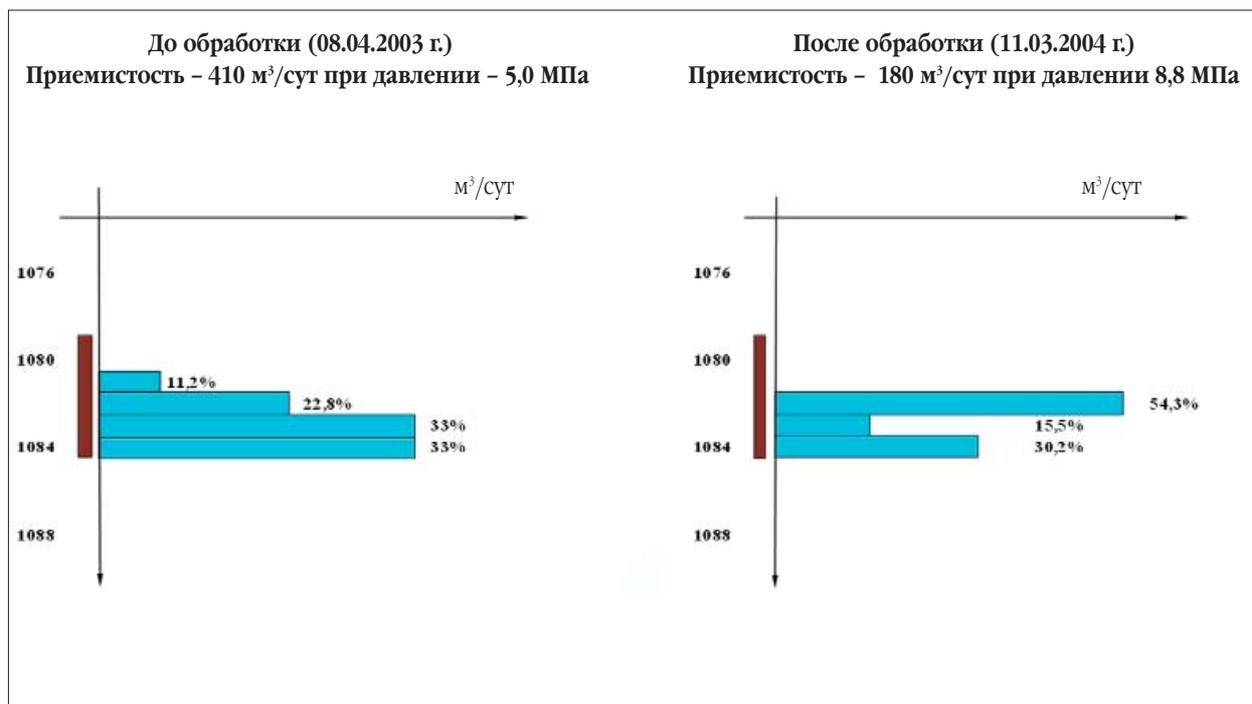


Рис. 1. Профиль приемистости скв. 27890 до и после проведения МУН

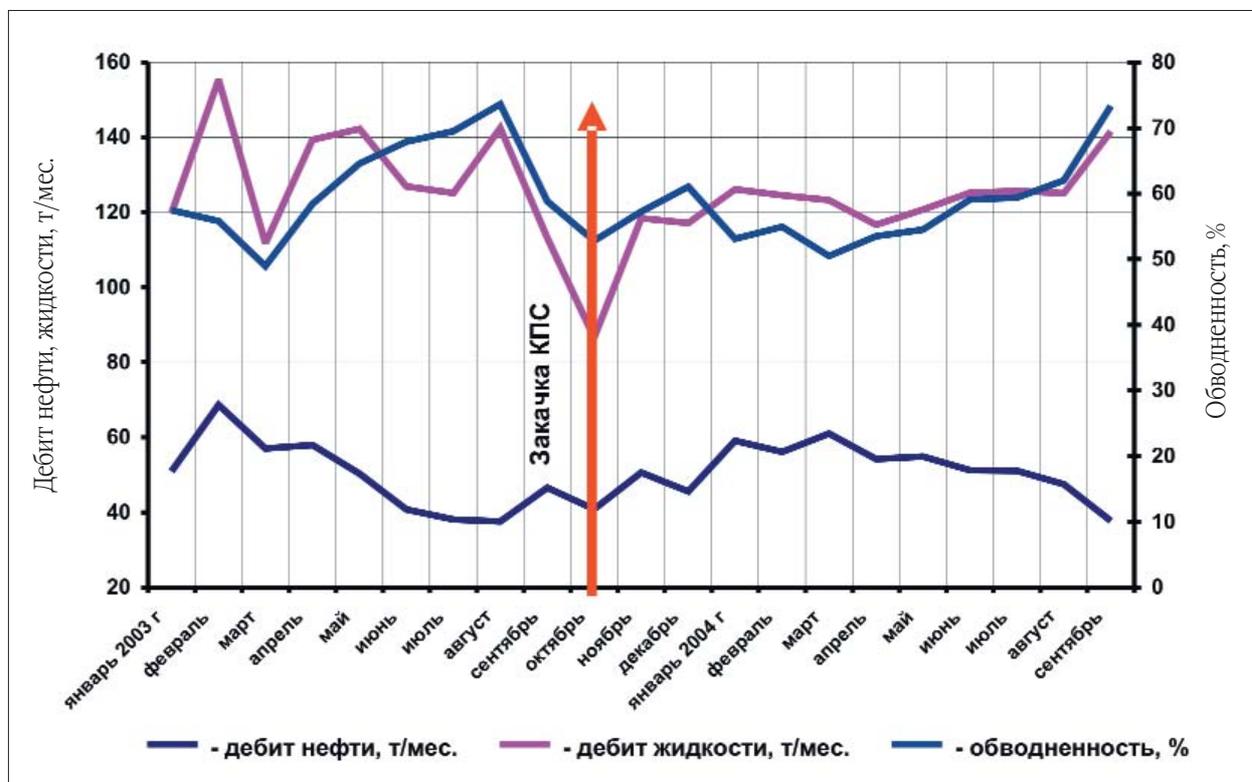


Рис. 2. Динамика технологических показателей разработки участка с нагнетательной скв. 27890 до и после закачки КПС

После закачки КПС произошло увеличение дебита нефти и снижение обводненности по скважинам. Среднемесячная добыча нефти по участку увеличилась с 41,7 до 58,8 т/мес. (рис. 2). Обводненность продукции уменьшилась с 63 до 53 %.

По данным ТатАСУнефть, эффект от закачки КПС продолжался в течение 10 месяцев, и дополнительная добыча составила 1659 т. Удельная эффективность составила 2973 т нефти на тонну закачанного полимера. В декабре 2004 г. в нагнетательную скв. 27890 была проведена повторная закачка композиции. Концентрация ПАА по сравнению с первой закачкой была увеличена до 0,07 %, а СКА – до 0,02 %. Всего закачено 1000 м<sup>3</sup> композиции КПС, количество ПАА – 0,7 т и СКА – 0,21 т. Через месяц после закачки отмечено увеличение дебитов нефти и снижение обводненности по добывающим скважинам. Дополнительная добыча нефти от повторной закачки КПС по состоянию на 01.09.2005 г. составила 455 т. Технологический эффект от повторной закачки КПС продолжается.

В 2004 и 2005 гг. опытно-промышленные работы по испытанию технологии были расширены и полимерное воздействие осуществлялось на 55 участках на объектах терригенных отложений Ромашкинского, Сабанчинского и Бавлинского месторождений. При проведении работ использовались существующие в ОАО «Татнефть» установки УДР-32М, КУДР, «Бейкер», «Кем-Трон», а также насосные агрегаты типа ЦА-320. Объем закачиваемых оторочек составлял 500-2000 м<sup>3</sup> композиции с концентрацией ПАА – 0,05-0,12 % и концентрацией СКА – 0,007-0,032 %. На всех скважинах в процессе закачки КПС увеличилось давление на устье скважин (в среднем на 35,5 %), что указывает на рост фильтрационного сопротивления пласта.

В НГДУ «Азнакаевскнефть» за период с апреля 2004 г. по сентябрь 2005 г. в 15 нагнетательных скважин закачено 14,76 т ПАА и 2,9 т СКА и по состоянию на 01.10.2005 г. дополнительно добыто 13832 т нефти или в среднем 922 т нефти на одну скважину.

В НГДУ «Иркеннефть» за период с мая 2004 г. по сентябрь 2005 г. на 31 участке закачено 30,59 т ПАА и 7,7 т СКА, и по состоянию на 01.10.2005 г. дополнительная добыча нефти составила 25931 т или 836 т нефти на одну скважину.

В НГДУ «Альметьевнефть» в феврале 2005 г. в две нагнетательные скважины закачено 2,26 т ПАА и 0,678 т СКА. По состоянию на 01.10.2005 г. дополнительно добыто 2553 т нефти или 1276 т нефти на одну скважину.

В НГДУ «Лениногорскнефть» ОНР по закачке КПС проводились в августе и сентябре 2005 г. на двух нагнетательных скважинах. В продуктивные пласты девона закачено соответственно ПАА и СКА по 0,949 т и 0,316 т. В НГДУ «Азнакаевскнефть», «Иркеннефть», «Альметьевнефть» и «Лениногорскнефть» закачка композиции проводилась с использованием передвижных установок.

В НГДУ «Бавлынефть» со стационарной установки «Кем-Трон» в декабре 2004 г. в две нагнетательные скважины, которые с окружающими добывающими скважинами представляют собой один объект разработки, закачено 1,02 т ПАА и 0,28 т СКА. По состоянию на 01.10.2005 г. дополнительная добыча нефти составила 5293 т. В 2005 г. (с апреля по июль) в три нагнетательные скважины с использованием передвижных установок типа УДР-32М и КУДР 4 закачено 3,8 т ПАА и 1,14 т СКА. По состоянию на 01.10.2005 г. дополнительная добыча нефти по трем участкам составила 642 т. Всего в НГДУ «Бавлынефть» воздействием КПС охвачено пять нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти от применения технологии на 01.10.2005 г. составляет 5935 т или 1187 т на одну скважину.

В табл. 1 и 2 представлены основные показатели эффективности применения закачки КПС на объектах ОАО «Татнефть» в 2004 и 2005 гг. Закачка КПС осуществлена в 55 нагнетательных скважин, по данным статистичности по состоянию на 01.10.2005 г. дополнительно добыто 48301 т нефти. В результате одной скважино-операции в среднем получено 878 т дополнительной нефти. На каждую тонну израсходованного полимера дополнительно добыто 905 т нефти. Технологический эффект от закачки КПС на объектах воздействия продолжается.

## Выводы

1. Разработана технология увеличения нефтеотдачи пластов путем закачки капсулированных полимерных систем (КПС) при невысоком расходе реагентов (ПАА – до 0,1 %, СКА – до 0,03 %).
2. Проведенные в 2004 г. опытно-промышленные работы по применению технологии закачки КПС в 30 нагнетательных скважинах, терригенных коллекторов девона и карбона на объектах ОАО «Татнефть» показали высокую эффективность данной технологии. На каждую тонну израсходованного полимера дополнительно добыто 1287 т нефти, после закачки КПС в скважину в среднем получено 1194 т дополнительной нефти.

Таблица 1

## Основные показатели применения закачки капсулированных полимерных систем в 2004-2005 гг.

| Год, месяц     | Количество скважино-обработок |       | Дополнительная добыча нефти, т |             | Расход реагентов, т |             |          | Удельная эффективность, т нефти/т ПАА | Средняя доп. добыча нефти на 1 нагнет. скв., т/скв. |
|----------------|-------------------------------|-------|--------------------------------|-------------|---------------------|-------------|----------|---------------------------------------|---|
|                | месячный                      | всего | месячная                       | накопленная | ПАА                 | СКА         | СКА      |                                       |   |
|                |                               |       | месячный                       | накопленная | месячный            | накопленный | месячный | накопленный                           |   |
| апрель 2004 г. | 3                             | 3     | 0                              | 0           | 2,80                | 2,80        | 0,42     | 0,42                                  | -   |
| май            | 5                             | 8     | 51                             | 51          | 5,70                | 8,50        | 0,83     | 1,25                                  | 6,4   |
| июнь           | 8                             | 16    | 735                            | 786         | 8,0                 | 16,50       | 1,45     | 2,70                                  | 49,1  |
| июль           | 1                             | 17    | 2219                           | 3005        | 0,75                | 17,25       | 0,22     | 2,92                                  | 176,8   |
| август         | 0                             | 17    | 2047                           | 5052        | 0                   | 17,25       | 0        | 2,92                                  | 297,2   |
| сентябрь       | 2                             | 19    | 2466                           | 7518        | 0,47                | 17,72       | 0,13     | 3,05                                  | 395,7   |
| октябрь        | 6                             | 25    | 2404                           | 9922        | 3,55                | 21,27       | 0,91     | 3,96                                  | 396,9   |
| ноябрь         | 2                             | 27    | 1808                           | 11730       | 4,05                | 25,32       | 0,92     | 4,88                                  | 434,4   |
| декабрь        | 4                             | 31    | 2340                           | 14070       | 2,52                | 27,84       | 0,51     | 5,39                                  | 453,9   |
| январь 2005 г. | 2                             | 33    | 2570                           | 16640       | 1,90                | 29,74       | 0,52     | 5,91                                  | 504,2   |
| февраль        | 6                             | 39    | 2843                           | 19483       | 4,94                | 34,68       | 1,48     | 7,39                                  | 499,2   |
| март           | 2                             | 41    | 4381                           | 23864       | 2,22                | 36,90       | 0,66     | 8,05                                  | 582,0   |
| апрель         | 2                             | 43    | 4109                           | 27973       | 2,80                | 39,70       | 0,84     | 8,89                                  | 650,5   |
| май            | 4                             | 47    | 4432                           | 32405       | 4,85                | 44,55       | 1,32     | 10,21                                 | 689,4   |
| июнь           | 1                             | 48    | 4647                           | 37052       | 1,00                | 45,55       | 0,30     | 10,51                                 | 771,9   |
| июль           | 3                             | 51    | 3574                           | 40626       | 3,70                | 49,25       | 1,09     | 11,60                                 | 796,6   |
| август         | 3                             | 54    | 3472                           | 44098       | 3,68                | 52,93       | 1,12     | 12,72                                 | 816,6   |
| сентябрь       | 1                             | 55    | 4203                           | 48301       | 0,45                | 53,38       | 0,15     | 12,87                                 | 878,2   |

Таблица 2

Результаты опытно-промышленных работ с применением КПС на объектах ОАО «Татнефть»

| Годы                           | Кол-во скважино-операций, ед. | Дополнительная добыча нефти, т | Расход реагента, т |       | Удельная эффективность, т нефти/т полимера | Средняя доп. добыча нефти на 1 скважино-операцию, т/скв. |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------|-------|--|--|
|                                |                               |                                | ПАА                | СКА   |  |  |
| <b>НГДУ «Иркеннефть»</b>       |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 17                            | 19982                          | 15,67              | 3,40  | 1275                                       | 1175   |
| 2005                           | 14                            | 5949                           | 14,92              | 4,30  | 399  | 425  |
| Всего:                         | 31                            | 25931                          | 30,59              | 7,70  | 848  | 836  |
| <b>НГДУ «Азнакаевскнефть»</b>  |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 11                            | 10543                          | 11,15              | 1,90  | 946  | 958  |
| 2005                           | 4                             | 3289                           | 3,61               | 1,03  | 911  | 822  |
| Всего:                         | 15                            | 13832                          | 14,76              | 2,93  | 937  | 922  |
| <b>НГДУ «Бавлынефть»</b>       |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 2                             | 5293                           | 1,02               | 0,28  | 5189                                       | 2647   |
| 2005                           | 3                             | 642                            | 3,80               | 1,14  | 168  | 214  |
| Всего:                         | 5                             | 5935                           | 4,82               | 1,42  | 1231                                       | 1187   |
| <b>НГДУ «Альметьевнефть»</b>   |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 0                             | 0                              | 0                  | 0     | 0  | 0  |
| 2005                           | 2                             | 2553                           | 2,26               | 0,678 | 1130                                       | 1277   |
| Всего:                         | 2                             | 2553                           | 2,26               | 0,678 | 1130                                       | 1277   |
| <b>НГДУ «Лениногорскнефть»</b> |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 0                             | 0                              | 0                  | 0     | 0  | 0  |
| 2005                           | 2*                            | 50                             | 0,949              | 0,316 | 53   | 25   |
| Всего:                         | 2                             | 50                             | 0,949              | 0,316 | 53   | 25   |
| <b>Итого по методу:</b>        |                               |                                |                    |       |  |  |
| 2004                           | 30                            | 35818                          | 27,84              | 5,38  | 1287                                       | 1194   |
| 2005                           | 25                            | 12483                          | 25,54              | 7,49  | 489  | 499  |
| Всего:                         | 55                            | 48301                          | 53,38              | 12,87 | 905  | 878  |

\* – ОПР проводились в августе и сентябре 2005 г.

## СТИМУЛЯЦИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН – ВАЖНЕЙШЕЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. (ТатНИПИнефть)

**П**родуктивность нефтедобывающих скважин в процессе эксплуатации по ряду объективных и субъективных причин неуклонно снижается, особенно заметно на поздних стадиях разработки месторождений. В этих условиях вводимые в разработку новые скважины имеют также относительно низкие дебиты по нефти. Поэтому решение проблемы восстановления и повышения потенциальных добычных возможностей скважин сегодня является одной из наиболее актуальных и приоритетных задач отраслевой науки.

Стимуляция продуктивности скважин, в широком понимании, – это комплекс технических, геологических и технологических мероприятий по созданию «комфортных» условий для максимального (потенциального) притока углеводородов к забою скважин. Особое внимание при этом уделяется призабойной зоне пласта (ПЗП), от качества состояния которой во многом зависят режим эксплуатации и производительность скважин. В ПЗП создаются основные гидравлические сопротивления и протекают сложные массообменные и поверхностные явления и процессы, снижающие пропускную способность пористой среды для нефти. Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит вследствие изменения термо-бароусловий, внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией, в процессе освоения и эксплуатации скважин и при их ремонте. Наложение негативных природных и техногенных факторов на ПЗП обуславливает низкий индекс качества эксплуатации скважин (критерий – фактическая относительная продуктивность (ОП) по нефти), оцениваемый величиной 0,25-0,55.

В идеале поровое пространство ПЗП и перфорационные каналы должны быть всегда чистыми, без твердых отложений и мелкодисперсных кольматантов, вязкопластичных органических загрязнителей, жидких гидрофильных пленок и водяных блоков. Желательно, чтобы поверхность поровых каналов в ПЗП, особенно в низкопроницаемых пропластках, смачивалась нефтью, т. е. была гидрофобной. Достижению всех этих желаемых свойств ПЗП и направлены практически все способы обработки призабойной зоны (ОПЗ). Это способы поддержания и восстановления фильтрационно-емкостных, коллекторских свойств ПЗП на уровне природных. Есть способы увеличения продуктивности скважин выше естественной (потенциальной), в основном это физико-химические и физические методы (кислотные, ГПП, ГРП и др.).

Методы ОПЗ являются основным инструментом интенсификации добычи малодебитных скважин и реанимирования простаивающего нерентабельного фонда (в «Татнефти» более 5 тыс. объектов). Расчеты показывают, что если все текущие ремонты скважин производить в сочетании с эффективными малозатратными методами ОПЗ (акустико-химическое воздействие, ПАВ и углеводородсодержащие жидкости глушения и т.п.), продуктивность скважин увеличится на 1,5-2,5 т/сут, а годовая дополнительная добыча нефти составит более 1 млн т.

ОАО «Татнефть» и ТатНИПИнефть всегда уделяли особое внимание разработке и внедрению методов ОПЗ. Исторически сложилось так, что у истоков этого направления стояли талантливые руководители и ученые: В.И. Грайфер, Г.М. Ахмадиев, Б.А. Лерман, Г.Е. Звагильский, Р.Х. Муслимов, И.Ф. Глумов, Н.С. Горохов, И.В. Кривоносов, Р.А. Максатов. В 80-х гг. остро встал вопрос ввода в эксплуатацию и интенсификации отборов из карбонатных пластов-коллекторов. В п/о «Тат-

нефть» в те годы начали уделять самое пристальное внимание развитию методов кислотного стимулирования притока нефти к забоям добывающих скважин. Основные научно-практические работы были начаты по инициативе и под руководством главного геолога «Татнефти» (ныне академика) Р.Х. Муслимова в стенах ТатНИПИнефть. В итоге плодотворной работы были заложены основы управляемого кислотного воздействия на многопластовые неоднородные по проницаемости карбонатные объекты – разработаны технологии направленной СКО, глубокой СКО, кислотного ГРП, ОПЗ горизонтальных стволов. Дальнейшим этапом развития методов ОПЗ в 90-х гг. стали разработанные в ТатНИПИнефть технологии стимуляции терригенных пластов – акустико-химическая обработка, обработка пласта электрогидравлическим воздействием, гидрофобизация призабойной зоны, удаление органических отложений из этой зоны.

Месторождения ОАО «Татнефть» и сегодня являются полигоном испытаний новейших научных разработок в этой области техники. На стадии ОНР испытываются технологии кислото-струйной ОПЗ, ударно-волновых воздействий, технологии на основе кавитационных эффектов. К сожалению, объемы внедрения освоенных высокоэффективных технологий ОПЗ за последние годы неуклонно сокращаются, в основном, из-за объективных причин (дефицитность и высокая стоимость химических реагентов, нехватка спецтехники и средств для проведения работ, высокая стоимость работ, отсутствие финансов, резкое повышение цен и др.). В тоже время перед нами поставлена задача технологического обеспечения роста добычи нефти, во многом определяемого качественным внедрением высоких технологий стимуляции продуктивности скважин.

Без всестороннего анализа арсенала и состояния технологий ОПЗ и стимуляции скважин, их систематизации, анализа технико-экономической эффективности и их ранжирования, анализа тенденций в развитии данной области техники невозможно дальнейшее научно обоснованное внедрение наиболее эффективных способов и методов интенсификации добычи нефти. Особенно важен вопрос выбора методологии, системы применения технологий на скважинах, начиная с ввода их в эксплуатацию. Именно эти задачи решает ТатНИПИнефть в последние годы.

Главным критерием и основным принципом рациональной эксплуатации скважин с потенциально высо-

кой продуктивностью должен стать тезис «бережного» обращения с продуктивным пластом на протяжении всей жизни скважины: от вскрытия пласта до ликвидации скважины. Индекс качества эксплуатации скважин по расчетам может и должен быть на уровне 0,8–0,9 (близким к потенциальной продуктивности). Для этого необходимо создать технологические условия по системному мониторингу и профилактике состояния фильтрационной характеристики ПЗП и всей пластовой системы в целом и методологическому переходу от принципа «эксплуатация пласта» к «обслуживанию пласта». На это направлены многолетние комплексные научные исследования ТатНИПИнефть, по методологической сущности и направленности которых сложилась своя научная школа.

Степень развития техники и технологии позволяет сейчас поставить вопрос о необходимости комплексного подхода к решению глобальной проблемы – сохранения, восстановления и повышения продуктивности нефтяных пластов в последовательной цепи «вскрытие пласта–эксплуатация–ремонт скважин». Для этого необходимо развитие и совершенствование качественных технологических жидкостей, разработка нового поколения составов с регулируемыми и управляемыми, практически с заранее заданными, физико-химическими и технологическими свойствами. Основные критерии при синтезе, отборе и применении рабочих жидкостей в процессах нефтедобычи – неизменность или улучшение фильтрационно-коллекторских параметров продуктивных пластов, комплексность и многофакторность положительного воздействия на пласт; многофункциональность и универсальность назначения.

Очень важен научно обоснованный подбор химреагентов при ОПЗ, а также централизованное приготовление технологических жидкостей на специализированных узлах и установках, где гораздо легче, чем на скважине, получать качественные составы. Ранее такие установки были и эффективно функционировали практически во всех НГДУ. Сейчас этот процесс реанимируется, есть достойные положительные примеры (НГДУ «Ямашнефть», «Лениногорскнефть», «Бавлынефть»).

Основным сдерживающим фактором является традиционно сложившийся подход, мелкостадийный характер решения проблемных вопросов, связанных с закономерностями состояния и изменения качества призабойной зоны пласта. Проблема разбита на блоки и решается разрывно, отдельно друг от друга, – это сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС)

ПЗП в период первичного вскрытия бурением, в период цементирования и крепления обсадной колонны, в период вторичного вскрытия перфорацией, в период освоения, в период глушения скважины (первой и последующих, как правило, ежегодных операций), в эксплуатационный период, в том числе стимулирующие, водоизоляционные, ремонтно-профилактические операции по регулированию отбора углеводородов и воды. Технологический эффект, с большим трудом достигаемый на одной из стадий жизни скважины, как правило, легко уничтожается на последующей стадии. Например, глушение скважин традиционными водными солевыми рассолами сводит к нулю эффект от предварительного вскрытия пластов на специальных облагороженных составах. При таком подходе кардинального повышения эффективности эксплуатации скважин, разработки месторождений и существенного увеличения коэффициента извлечения нефти не удастся достигнуть. Нужен качественно новый методологический подход, основанный на взаимосвязанной системе обязательно последовательно-неразрывного применения высокоэффективных (не только не влияющих на коллекторские свойства пласта, но и увеличивающих нефтепроницаемость ПЗП) технологий вскрытия, освоения, стимуляции, ОПЗ, глушения, ВИР. Ко всему этому следует отметить отсутствие в «Татнефти» единого координирующего центра по стимуляции скважин и сохранению коллекторских свойств пластов. К сожалению, и инженерный центр не стал таким «штабом», хотя и был задуман как координационный орган, занимающийся быстрым внедрением новейших научных разработок в производство.

Комплексное решение проблемы на научной основе, концепция сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов должна базироваться на следующих положениях:

- максимальное сохранение ФЕС пластов при первичном вскрытии бурением;
- сохранение эффекта при цементации и, особенно, вторичном вскрытии (лучшее решение – открытый гидродинамически совершенный эксплуатационный забой);
- сохранение эффекта при первом и последующих операциях глушения скважин;
- сохранение эффекта при вынужденных операциях промывки и очистки забоя;
- сохранение или увеличение эффекта путем проведения периодических операций ОПЗ пластов, сти-

муляции продуктивности скважин, регулирования отбора нефти и воды;

- постоянный мониторинг технического состояния подземного оборудования, применение специальных технических средств, восстанавливающих работоспособность этого оборудования.

Что для этого нужно? По каждому из этих пунктов в «Татнефти» наработано множество технологий, т.е. технический арсенал есть. Они решают проблему в частном случае, на своем узком месте или звене цепочки. Необходимо все звенья собрать воедино, выполнять прогрессивные технологии последовательно-непрерывно, поддерживая эффект и увеличивая его. Для этого необходимо развивать научно-методические основы и принципы поддержания продуктивности нефтедобывающих скважин на рационально высоком уровне путем целенаправленной разработки и обязательно последовательного комплексного применения высокоэффективных технологий вскрытия пластов, ОПЗ, стимуляции, глушения скважин, водоизоляционных работ. Нужна, несомненно, разработка масштабного, сквозного, охватывающего все предприятия «Общества» (начиная с бурения, добычи, далее капитальный и подземный ремонт, повышение нефтеотдачи и др.), комплексного проекта по поддержанию фильтрационно-емкостных и коллекторских характеристик пласта на потенциально высоком уровне. Нужны такие материальные стимулы, чтобы было выгодно всем сохранять и предотвращать от загрязнения продуктивный пласт. Только так можно добиться максимального интегрального эффекта в поддержании продуктивности скважин на высоком уровне. Эффект, достигнутый на определенной стадии строительства и ввода скважин в действие, должен сохраняться, поддерживаться и улучшаться в дальнейший период эксплуатации объектов.

Перспективно развитие комплексных и универсальных методов и технологий ОПЗ пластов, применение которых было бы эффективно как на стадиях вскрытия и освоения, так и в эксплуатационный период жизни скважин, особенно во время вынужденных простоев (подземный и капитальный ремонт скважин). Решением этих проблем сегодня занимается институт. Выделим в этом аспекте только две перспективные комплексные технологии – глушение скважин с одновременной ОПЗ пласта и акустико-химическую стимуляцию пласта в динамическом депрессионно-репрессивном режиме.

Стимуляция притока нефти будет развиваться в основном по двум направлениям – через управляемые воздействия на два основных элемента пластовой системы: минеральный скелет коллектора и флюидонасыщение коллектора. Анализ современного состояния и динамики совершенствования методов стимуляции в нашем «Обществе» позволяет прогнозировать тенденцию развития так называемых многофакторных технологий, основанных на удачном комплексировании различных физических, термодинамических, гидродинамических, механических, физико-химических и других эффектов. За последние пять лет в этом направлении разработаны термобароимплозионная технология, акустико-химическая обработка в динамическом репрессивно-депресссионном режиме, термохимические имплозионные варианты, кислотно-волновые способы ОПЗ. Детальный анализ более 100 вариантов технологий ОПЗ, применяемых у нас сегодня на нефтепромыслах, показал возможность двухуровневой классификации: структурно это 27 базовых технологий (первый уровень) и второй уровень – комплексные технологии, основанные на сочетании базовых методов. Это относительно простая систематизация позволяет значительно облегчить аналитические исследования и может стать ба-

зой для нового варианта «Классификатора работ» в области ОПЗ и ПНП.

Отдельный блок проблем со стимуляцией продуктивности горизонтальных скважин. Жесткие критерии их эффективной эксплуатации (дебит должен быть не ниже 8-10 т/сут), наряду со спецификой геометрии прохождения ствола по пластам, обуславливают необходимость проведения серьезных исследований и разработки новых решений как в области качественного бурения, вскрытия, заканчивания, так и на этапах стимулирования притока, ремонта и водоизоляционных работ. В институте разработаны пионерные в этой области технологии по ОПЗ и ВИР в горизонтальных стволах. Сейчас идет работа по разработке технологического комплекса, применение которого должно обеспечить получение коэффициента соотношения продуктивности ГС к ВС не менее 3-4.

Дальнейшее развитие технологий стимуляции продуктивности и ОПЗ скважин, несомненно, зависит от материального обеспечения НИР и ОНР в этом важнейшем направлении нефтедобычи. Материально-технологическая база, интеллектуальный потенциал ОАО «Татнефть» должны соответствовать мировому уровню. В этом мы видим первоочередную задачу отраслевой науки.

## ТЕХНОЛОГИИ СТИМУЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

*Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. (ТатНИПИнефть)*

**Б**урение скважин с горизонтальными стволами (ГС) длиной 200-500 м и более в России, Татарстане стало обычным, промышленно освоенным процессом. Однако операции заканчивания, освоения, стимуляции работы скважин, обработки призабойной зоны (ОПЗ) пластов, капитального ремонта, особенно водоизоляционные работы, остаются слабыми звеньями в общей технологической цепи строительства и эксплуатации скважин с ГС.

При решении этих вопросов требуются нестандартные подходы, отступление от установившихся представлений о гидродинамике скважинных и пластовых процессов. Прямой перенос на горизонтальные скважины традиционных технологий ОПЗ, ограничения водопритоков и других способов регулирования притока флюидов к забоям скважин, разработанных для вертикальных скважин, не только не дает положительного результата, но и приводит к значительным осложнениям в работе горизонтальных скважин.

Например, закачка соляной кислоты по НКТ в горизонтальный ствол приводит к химической обработке не всей огромной поверхности по длине ГС, а лишь 5-10 м интервала, расположенного непосредственно около башмака НКТ. Увеличение объема реагента, давления закачки не приводит к успеху, кислота продолжает мгновенно реагировать в одном и том же месте, образуя каверну около башмака НКТ. Процесс кислотной обработки становится неуправляемым и не достигает своей цели. То же самое происходит при попытке закачать водоизолирующий, тампонажный раствор в интервал водопритока в ГС. Остатки быстротвердеющего состава в полости ГС могут или полностью перекрыть сечение, или образовать искусственный «уипсток». Разбуривание таких образований в ус-

ловиях, особенно, открытого горизонтального ствола очень сложный процесс и может привести к потере основного ствола.

Анализ технической и патентной литературы по зарубежным источникам показал, что разработки в области химической стимуляции работы горизонтальных скважин ведутся в направлении использования сложной системы надувных пакеров с перепускными клапанами. Полость ГС как бы заранее разбивается на небольшие участки. Кислота циклически подается в эти участки ствола между пакерами, таким образом, постепенно обрабатывается весь ГС или его расчетные интервалы. Подобной сложной технологии в отечественной практике пока нет. В области водоизоляционных работ в ГС информацию зарубежные фирмы не публикуют.

За последние годы в ТатНИПИнефть целенаправленно ведутся исследования по разработке новых технологических решений в области стимуляции работы горизонтальных скважин по следующим перспективным направлениям:

- кислотная обработка всего горизонтального ствола или его расчетных интервалов с применением высоковязких кислотостойких гидрофобных эмульсий;
- кислотная обработка ГС на основе применения установки непрерывной гибкой трубы («колтюбинга»);
- кислотная обработка горизонтального ствола с гидромониторной резкой целевых каналов в расчетных интервалах ГС;
- водоизоляционные работы в ГС на основе комбинированного подхода – применения гидрофобных экранов-оторочек и механического блокирования интервала водопритока металлическими профильны-

ми перекрывателями или твердеющими химическими составами.

Способ кислотной обработки горизонтального ствола (патент РФ №2082880) заключается в том, что полость горизонтального ствола заполняют высоковязкой гидрофобной эмульсией. Этот вязкоупругий состав выполняет роль своеобразного «жидкого» пакера. Кислота по НКТ подается в расчетный интервал ГС длиной 20-25 м, этот интервал обработки отсекается с обеих сторон высоковязкой кислотостойкой эмульсией. Кислота как бы «зажимается» с обеих сторон в этом интервале высоковязкой структурированной жидкостью, поэтому не может растекаться по полости ГС. Таким образом достигается избирательная управляемая обработка выбранного интервала ГС. При необходимости по этой технологии циклически производится кислотная обработка всей длины ГС, или выборочно только расчетных интервалов.

Первая обработка призабойной зоны пласта по данному способу проведена на скв. 592Г Онбийского месторождения. До обработки скважина с ГС длиной 250 м имела дебит 6-8 т/сут при динамическом уровне 1015-1050 м. В скважине была выполнена поинтервальная обработка удаленной части ствола на длине 100 м (четыре цикла по 25 м каждый). Для обработки использовалась 15%-я соляная кислота с удельным расходом 0,4-0,5 м<sup>3</sup> на метр длины ствола. После обработки дебит скважины составил 20-22 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне «на устье». Эффект стабильно продолжался более 5 лет. Дополнительная добыча нефти составила более 20 тыс. т.

В развитие идеи равномерной подачи обрабатывающего раствора по длине и образующей поверхности ГС, нами был разработан способ ОПЗ пласта, по которому кислоту закачивают в полость ГС при равномерном перемещении колонны непрерывной трубы («колтюбинг») по оси ГС. Обработка пласта ведется в динамическом режиме поступления кислоты с двумя степенями свободы. Перемещение башмака трубы, оборудованного специальным разбрызгивающим устройством, вдоль ГС с одновременной закачкой кислоты обеспечивается за счет наматывания непрерывной трубы на поверхности на специальный барабан с определенной регулируемой скоростью. Путем разматывания трубы с барабана обеспечивается перемещение башмака трубы в обратном направлении по ГС с одновременной закачкой кислоты. Достигается максимальное совмещение операций и беспростойный режим ОПЗ пласта. Технологическое время обработки

ГС длиной 200-250 м сокращается до 6-8 ч. Экономится не менее 2-3 сут работы бригады КРС, исключаются ряд предварительных работ на скважине.

Испытания способа на ряде скважин с ГС в НГДУ «Альметьевнефть» и «Азнакаевскнефть» показали высокую эффективность нового технического решения по ОПЗ пласта (патент РФ №2172401). Достигнуто увеличение дебита скважин по нефти в среднем от 2,5 до 4 т/сут при существенном снижении трудозатрат. Эффект на скважинах стабильно продолжается.

Стимуляция работы скважин с ГС возможна за счет кратного увеличения площади фильтрации и притока нефти к забою. Эта идея реализована в способе заканчивания скважин (патент РФ №2039216). Стимуляция продуктивности скважины достигается путем выполнения по длине ГС системы радиально-точечных или щелевых надрезов в материале породы пласта радиусом до одного метра. Щелевые надрезы в породе создаются абразивно-струйной (водные растворы ПАВ) и кислотной резкой с применением специальных насадок из твердосплавного или керамического материала, обеспечивающих истечение режущей струи со скоростью до 100-150 м/сек. Забойное устройство с несколькими диаметрально расположенными насадками спускают на НКТ в планируемый интервал ГС, затем начинают закачку по трубам рабочих жидкостей при определенных технологических параметрах. После выполнения щелевых надрезов в этом интервале забойное устройство перемещают на расчетный интервал, и выполняют кислотную резку пласта и т.д. Обычно стимулирующую обработку начинают с забоя скважины, и надрезы выполняют в нефтенасыщенных интервалах ГС. Промысловые испытания нового способа обработки пласта в горизонтальных скважинах показали высокую эффективность – достигнуто увеличение дебитов скважин в среднем от 3 до 6 т/сут. На способ обработки продуктивного карбонатного пласта получен патент РФ на изобретение № 2205950.

Промысловый опыт показывает, что при кислотной обработке пластов в горизонтальных скважинах, имеющих вертикальную трещиноватость (трещины, как правило, простираются до близлежащих водоносных горизонтов), необходимо иметь объективный геофизический материал, показывающий поинтервальное расположение этих трещиноватых зон. Наличие такой информации позволит исключить случайность обработки такого участка и избежать преждевременного обводнения добываемой продукции.

Обводнение продукции горизонтальных скважин в любых и, особенно, в карбонатных коллекторах – это серьезное осложнение. Как показывает практика, обводняются скважины или сразу после бурения, или через несколько месяцев эксплуатации, могут обводниться после простой солянокислотной обработки трещиноватых водонасыщенных интервалов.

В ТатНИПИнефть разработана принципиально новая технология изоляции водопритоков в горизонтальных скважинах (патент РФ № 2114990), заключающаяся в комбинированном применении высоковязких водоотклоняющих оторочек и металлического профильного перекрывателя. Предварительно в водоносный интервал ГС закачивают мощную оторочку гидрофобной эмульсии (объемом не менее 50 м<sup>3</sup>), обладающую тиксотропными свойствами. Чтобы высоковязкая эмульсия под напором пластовых или закачиваемых вод не вышла в полость ГС, интервал водопритока полностью перекрывают металлическим пластырем конструкции ТатНИПИнефть. Взаимодополняющие друг друга по физическому эффекту операции гидродинамического и механического экранирования зоны осложнения позволяют успешно решить поставленную задачу. Гидрофобный состав не растворяется водой, а, наоборот, упрочняется при контакте с ней, т.е. практически не размывается в пластовых условиях под напором вод. Экранирующий эффект усиливается за счет набора структурно-механических свойств эмульсии во времени (эффект тиксотропного упрочнения структуры).

Проведенные промысловые работы на скв. 11251Г Онбийского месторождения показали высокую эффективность нового способа водоизоляции в ГС. Путь закачки 52 м<sup>3</sup> гидрофобной эмульсии вязкостью 450-550 мПа·с в интервал водопритока, а затем установки профильного перекрывателя длиной 68 м удалось практически полностью изолировать интервал осложнения. Обводненность продукции снизилась с 90-95 до 15-20%. Дебит нефти стабилизировался на уровне 11-13 т/сут при высоком динамическом уровне. Эффект стабильно продолжается более 8 лет. Дополнительная добыча нефти составила более 30 тыс. т.

Эффективность технологии полностью зависит от точного инструментального предварительного определения интервала водопритока, что является пока на сегодня серьезной технической проблемой; его эффективность снижается при наличии двух и более интервалов водопритока по длине горизонтального ствола; необходимость спуска в скважину и установки

дорогостоящего металлического профильного перекрывателя (после закачки в пласт гидрофобной высоковязкой жидкости) существенно снижает технологичность и повышает стоимость всей операции.

Поэтому была поставлена новая техническая задача – добиться изоляции водопритока в горизонтальном стволе добывающей скважины за счет повышения технологичности и экономичности технического решения.

Поставленная задача была успешно решена в новой технологии изоляции водопритока (патент РФ № 2247825), включающей спуск колонны труб, закачку в интервал водопритока оторочки высоковязкой гидрофобной жидкости. Новым является то, что после спуска колонны труб при открытой задвижке на межтрубье всю полость горизонтального ствола заполняют высоковязкой гидрофобной жидкостью, затем при закрытой указанной задвижке производят дополнительную закачку при объеме оторочки 2-10 м<sup>3</sup> высоковязкой гидрофобной жидкости на один погонный метр интервала водопритока, а после нее при открытой указанной задвижке производят закачку в скважину изолирующего состава, располагая его напротив интервала водопритока; закрывают указанную задвижку и продавливают изолирующий состав в интервал водопритока высоковязкой гидрофобной жидкостью, причем плотность изолирующего состава и вязкость гидрофобной жидкости имеют пределы изменения. Также новым является то, что в качестве изолирующего состава применяют твердеющий в пласте кислоторастворимый или легкоразбуриваемый состав.

Таким образом, технология предполагает образование в интервале осложнения надежного двухслойного (жидкого гидрофобного и твердого) экрана. В случае необходимости, в полости горизонтального ствола производится или разбуривание «мягкого моста», или растворение образовавшегося «уипстока» кислотой.

В качестве изолирующего состава могут быть использованы следующие рецептуры: твердеющий в пласте пеноцементномеловой, легкоразбуриваемый и кислоторастворимый состав, масс.ч.: цемент – 37-60, мел – 7-35, синтанол – 0,5-0,7 и вода – 38-40, а также цементно-меловой, кислоторастворимый и легкоразбуриваемый состав, масс. ч.: цемент – 30-50, мел – 5-30 и вода – 20-38, а также твердеющий, кислоторастворимый, полимерномеловой состав, масс.ч.: мел – 70, ацетонформальдегидная смола – 100, 6%-й раствор едкого натра – 30, а также твердеющий, кислоторастворимый, полимернофосфогипсовый состав, масс.ч.:

фосфогипс – 80, ацетонформальдегидная смола – 100, 8%-й раствор едкого натра – 30.

В период ОНР испытания новой технологии проведены на трех обводнившихся (из нерентабельного фонда) скважинах (8713 НГДУ «Елховнефть», 4629 и 4580 НГДУ «Бавлынефть»). Технология ВИР в горизонтальных скважинах с открытыми стволами разработана в трех основных вариантах (для различных горно-геологических и технических условий эксплуатации скважин), что нашло отражение в Инструкции (РД 153-39.1-376-05):

Первый вариант (выполняется при условии предварительного, надежного инструментального определения интервала(ов) водопритока) заключается в следующем: в водоносный интервал закачивают оторочку высоковязкой гелеобразной гидрофобной эмульсии, затем оторочку надежно закрепляют путем установки на интервал водопритока профильного перекрывателя конструкции ТатНИПИнефти длиной, превышающей этот интервал на 5-6 м.

Второй технологический вариант также основан на предварительной закачке в пласт оторочки гидрофобной высоковязкой эмульсии, а удержание оторочки в пласте предлагается осуществлять специальными вязкоупругими твердеющими составами (цементно-меловой состав, пенообразная цементно-меловая композиция защищены патентами РФ на изобретения, патентообладатель ОАО «Татнефть»). При необходимости остаток состава в полости ГС можно легко растворить кислотой или разбурить. Данный вариант технологии выполняется при условии примерного определения интервала водопритока теми или иными методами, а также при давлении закачки в конце  $P_{\text{кон}}$  гидрофобной эмульсии в интервале 5-9 МПа.

Третий вариант технологии выполняется при условии отсутствия информации о расположении интервала водопритока и заключается в закачке в водонасыщенную часть пласта оторочки высоковязкой гидрофобной эмульсии при ступенчатом увеличении структурной вязкости эмульсии, при этом последняя порция эмульсии имеет наибольшую вязкость и играет роль закрепляющего материала.

В ОАО «Татнефть» испытаны все три варианта.

На наклонно направленной (угол 60-65°) скв. 8713 (Ново-Елховская площадь) было закачено 27 м<sup>3</sup> высоковязкой гидрофобной эмульсии вязкостью 450 мПа·с при давлении 7 МПа, 1,6 м<sup>3</sup> цементного раствора, 1 м<sup>3</sup> гидрофобной эмульсии и 4 м<sup>3</sup> нефти. Давление при

продавке в пласт составило 9 МПа. Весь цемент продавился в пласт. Процесс прошел без осложнений в течение 4 часов. Следует отметить, что работы были выполнены по настоятельной просьбе геологической службы НГДУ, поскольку на этой нерентабельной скважине были выполнены несколько видов ВИР, но все безуспешно.

После выхода скважины на режим дебит по жидкости снизился с 13-15 до 4-3,5 м<sup>3</sup>/сут. Дебит нефти увеличился с 0,3-0,5 до 3-3,5 т/сут. Обводненность продукции снизилась с 99 до 6-12%. Нарботка скважины с эффектом составляет более 500 сут (эффект продолжается). Дополнительная добыча нефти составила более 2500 т.

По результатам работ на этой скважине НГДУ «Елховнефть» подобрало еще 7 горизонтальных и наклонно направленных скважин для повторения ВИР по данному варианту технологии.

На скв. 4629 (Бавлинская площадь) работу проводили (08.12.2003 г.) по следующей технологии: посадили пакер на отметку 1515 м на колонну над продуктивным открытым пластом, закачали в два интервала водопритока (общей длиной 65 м) 60 м<sup>3</sup> высоковязкой, гелеобразной эмульсии (500 мПа·с) при давлении 10 МПа, продавили нефтью 6 м<sup>3</sup>. Давление продавки 12 МПа. Процесс прошел за 8 часов без осложнений.

Обводненность продукции снизилась с 88-91 до 25-30% в первые два месяца эксплуатации, затем обводненность стала медленно расти 35-40, 50-60 %, через 8 месяцев эксплуатации – обводненность стабилизировалась на уровне 75%. При этом дебит нефти в первые месяцы эксплуатации составил 3,5-4 т/сут (до ВИР дебит нефти был 0,7-1 т/сут), повышенный дебит по нефти продержался 7 месяцев. Дополнительная добыча за 240 сут составила 450 т нефти.

На данной скважине планируются повторные работы по закачке оторочки высоковязкой эмульсии с ее закреплением цементно-меловым составом, что значительно увеличит эффективность ВИР по данному варианту.

На скв. 4580 (Бавлинская площадь) проведены работы (01.03.2004 г.) по следующей технологии: определение интервала водопритока по турнейскому ярусу (длина зоны водопритока ориентировочно 100-110 м), посадка пакера над продуктивным пластом на колонну (отметка 950 м), закачка в пласт 40 м<sup>3</sup> (при плане 110 м<sup>3</sup>, из расчета 1 м<sup>3</sup> на 1 м интервала) высоковязкой эмульсии при давлении 10 МПа, продавка

эмульсии в пласт  $6 \text{ м}^3$  нефти. Конечное давление продавки 12 МПа.

Дебит по жидкости снизился с 10 до  $6-4 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность снизилась с 99 до 50-70%, через 5 мес. обводненность стабилизировалась на уровне 80-85%. Дебит по нефти увеличился с 0,1 до  $1,1 \text{ т}/\text{сут}$ . Планируется повторная закачка оторочки гидрофобной эмульсии. Продолжительность эффекта составила 170 сут. Дополнительная добыча нефти – 110 т. Основная причина непродолжительного эффекта – малый удельный расход высоковязкой эмульсии (всего  $350 \text{ л}$  на один погонный метр интервала водопритока при плане, как минимум,  $1 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}$  длины).

Таким образом, промысловые испытания технологии водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах показали различную эффективность в зависимости от вариантов исполнения и от исходных горно-геологических и технических условий объектов. Наибольшая эффективность достигается при следующих условиях:

- интервал водопритока точно инструментально определен и зафиксирован;
- объем оторочки высоковязкой гелеобразной эмульсии составляет не менее  $60-80 \text{ м}^3$  и рассчитывается из условия закачки в интервал осложнения не менее  $1-2 \text{ м}^3$  гидрофобной эмульсии на один погонный метр интервала водопритока;
- закрепление оторочки металлическим перекрывателем или специальными твердеющими составами.

Выбор конкретного варианта технологии ВИР в наклонных, боковых и горизонтальных стволах должен

определяться при совместном анализе всей информации по скважине геологической службой НГДУ, разработчиками технологии и технологами КРС, непосредственными исполнителями работ.

Отмечается экономичность разработанной технологии по сравнению с другими разработками в этой области различных организаций страны. Прямые затраты по представленной технологии составляют от 60 до 125 тыс. руб. Вариант с закреплением оторочки металлическим пластырем стоит больше и зависит от потребной длины перекрывателя (один погонный метр перекрывателя стоит  $4-5 \text{ тыс. руб.}$  в зависимости от диаметра). Значительные расходы требуются на определение интервала водопритока геофизическими и механическими методами, а также с применением колтюбинга. Универсальный метод пока не разработан.

Таким образом, можно сделать вывод, что последние научные разработки ТатНИПИнефть составили эффективный комплекс новых технологий в области стимуляции работы нефтедобывающих скважин в карбонатных коллекторах как с вертикальными, так и с горизонтальными стволами; значительно расширили арсенал технических решений и интеллектуальной собственности ОАО «Татнефть» в этой важной области техники. Технологические решения комплекса могут системно (с максимальным эффектом) или автономно, в зависимости от типа коллектора, стадии разработки, применяться на месторождениях с карбонатными коллекторами. Пакет данных технологий может составить конкурентоспособный товар на отечественном и мировом рынках интеллектуальной собственности.

# Техника и технология строительства и ремонта скважин



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОГРЕСС В СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ОАО «ТАТНЕФТЬ» (ЭТАПЫ БОЛЬШОГО ПУТИ)

*Юсупов И.Г., Фаткуллин Р.Х. (ТатНИПИнефть)*

На всем протяжении своего более чем 50-летнего существования объединение «Татнефть» удерживало лидирующие позиции в СССР по добыче нефти. Первые 100 миллионов годовой добычи, первый миллиард тонн добытой нефти в одном регионе, коммерческая скорость более 6000 т/ст.-мес., более 40 тыс. м горных пород на бригаду в год – это вехи неутомимого и творческого труда нефтяников, будь то рабочий, мастер, инженерный корпус или руководство. Высокие темпы обеспечивались вводом большого количества скважин, что, в свою очередь, требовало постоянного увеличения объемов бурения и улучшения технико-экономических показателей. Задачи, стоящие перед буровиками, решались в зависимости от требований, которые необходимо было последовательно выполнять на том или ином этапе развития АО «Татнефть».

До 1955 г. рост объемов проходки осуществлялся в основном за счет роста количества буровых бригад и создания новых буровых предприятий. Дальнейший рост объемов проходки происходил за счет совершенствования техники и технологии процесса бурения, роста мастерства буровых бригад и опыта специалистов. Бурение велось долотами большого диаметра (295 мм) роторным способом, нагрузка на долото не превышала 12 т в связи с недостаточной прочностью бурильных труб, промывка скважин осуществлялась одним насосом производительностью 18-20 л/с, глинистым раствором из местных глин. Вследствие ненадежности бурового оборудования, частых поломок оно длительное время простаивало в ремонте. В 1950 г. продолжительность ремонта оборудования в среднем составила 615 часов на скважину, а аварийное время в расчете на законченную бурением скважину – 540 часов, организационные про-

стои усугублялись необустроенностью районов, отсутствием дорог, транспорта, задержками в поставке оборудования. В таких условиях продолжительность бурения скважины составляла 5-6 месяцев. В начале 50-х годов остро встал вопрос о выборе способов бурения, от чего в конечном счете зависели темпы освоения месторождения и эффективность использования капитальных вложений. Усилия ТатНИПИнефть и производственников были направлены на выбор и обоснование способов бурения. Многочисленные исследования и бурение опорно-технологических скважин позволили сформулировать основные положения режима бурения на нефтяных месторождениях Татарстана.

Известно, что темп углубления во многом определяется показателями работы долот, которые, в свою очередь, зависят от способа бурения, совершенства породоразрушающего инструмента, параметров режима бурения, качества промывочной жидкости и гидравлической программы ее использования. Решающим шагом в этом направлении явилось внедрение турбинного способа бурения и использование технической воды в качестве промывочной жидкости, что явилось в то время важнейшим технологическим мероприятием, положительно повлиявшим на показатели бурения (рис. 1, 2). Переход на промывку водой осуществлялся одновременно с заменой турбобура Т14М на турбобур Т12М2 с соответствующим увеличением подачи насосов и изменением режимов бурения, что способствовало росту механической и коммерческой скоростей. В последующие годы объем бурения с промывкой водой был доведен до 90-92 % общего объема. В 1958-1960 гг. был осуществлен переход на бурение скважин долотами уменьшенного диаметра в сочетании с односекционными и двухсекционными турбобурами.

Был выполнен большой объем научно-исследовательских работ с целью определения оптимальных чисел оборотов долота, необходимой осевой нагрузки и мощности, используемой для привода долота.

Разработанные оптимальные параметры отработки долот были реализованы за счет внедрения трехсекционных турбобуров, собираемых в цехах по сборке и ремонту турбобуров. Использование трехсекционных турбобуров позволило удвоить механическую скорость бурения и на 30-35% увеличить проходку на долото.

Переход на турбинный способ бурения обеспечил высокие скорости, лучшую промывку забоя, возможность бурения с повышенными нагрузками на долото и скоростью вращения долота до 600-700 об/мин. Это оказало решающее влияние на рост механической скорости бурения. Уже в 1950 г. при проходке скважин турбинным способом был отмечен рост механической скорости в 1,9 раза по сравнению с роторным бурением. Проходка на бригаду выросла с 2340 м в 1950 г. до 3739 м в 1953 г. и 4529 м в 1954 г. Таким образом, в самом начале освоения месторождений республики была заложена надежная техническая база для высокопроизводительной работы предприятий бурения. Рост проходки достигался за счет совершенствования техники и технологии, организации труда и производства, роста профессионального мастерства буровых бригад.

В 60-е годы основными направлениями развития техники и технологии в области бурения скважин были: освоение форсированного режима бурения с промывкой водой; переход на бурение долотами уменьшенного диаметра, применение многосекционных турбобуров; разработка методов борьбы с осложнениями в процессе бурения; механизация трудоемких процессов и многое другое. В начале 60-х годов в буровых трестах создаются технологические отделы, сыгравшие большую роль в развитии научно-технического прогресса в бурении.

На основе анализа режима турбинного бурения и изучения зависимости проходки на долото и механической скорости от нагрузки были разработаны оптимальные режимы бурения. Применение форсированных режимов бурения стало одним из главных факторов повышения проходки на долото. За 1960-1970 гг. средняя проходка на долото возросла с 25,7 до 33,2 м, а механическая скорость – с 13,2 до 17,9 м/ч.

60-е годы ознаменовались переходами на бурение скважин долотами № 11 (269 мм), а затем на бурение под эксплуатационную колонну долотами № 9 и № 8 (214 и 190 мм). С 1964 г. весь объем бурения выполнялся этими долотами.

Переход на бурение долотами уменьшенных диаметров позволил сэкономить десятки тысяч тонн металла, цемента и других материалов. Так, экономия металла при бурении одной типовой скважины глубиной 1750 м долотами уменьшенных диаметров по сравнению со скважиной, пробуренной диаметром 295 мм, составила 28-30 т, цемента 50-67 т.

Кроме того, в связи со снижением массы бурового инструмента в результате использования бурильных труб диаметром 127 и 114 мм вместо бурильных труб диаметром 168 и 146 мм, стало возможно применять буровые установки БУ-75 БРЭ, отличающиеся от установки «Уралмаш-6Э» лучшей транспортабельностью, повышенной монтажеспособностью. Использование буровых установок БУ-75 БРЭ позволило снизить расход электроэнергии, глины, воды и др.

Одним из факторов дальнейшего повышения показателей работы долот стало применение многосекционных турбобуров. В 1963-1964 гг. был осуществлен переход на бурение двух-, а затем трехсекционными турбобурами. На скв. 5711 и 5733 при бурении трехсекционными турбобурами были достигнуты рекордные коммерческие скорости 5450 и 5600 м/ст.-мес. В 1965 г. были установлены новые рекордные скорости бурения 6777, а затем 8213 м/ст.-мес.

Другим резервом повышения показателей работы долот с учетом категории породы стал контроль над качеством долот на специализированной долотной базе.

Благодаря применению новой техники и технологии, повышению уровня организации работ увеличились скорости бурения. За 1960-1970 гг. средняя коммерческая скорость в эксплуатационном и разведочном бурении и проходка на одного работника в год повысились на 20%.

Рост проходки на долото и в связи с этим сокращение спуско-подъемных операций значительно облегчили труд буровиков. Этому же способствовало внедрение механизированных буровых ключей АКБ-8, ПБК-1, пневматических клиновых захватов, глиномешалок для приготовления раствора, а в дальнейшем переход на централизованное снабжение буровых глинистым раствором.

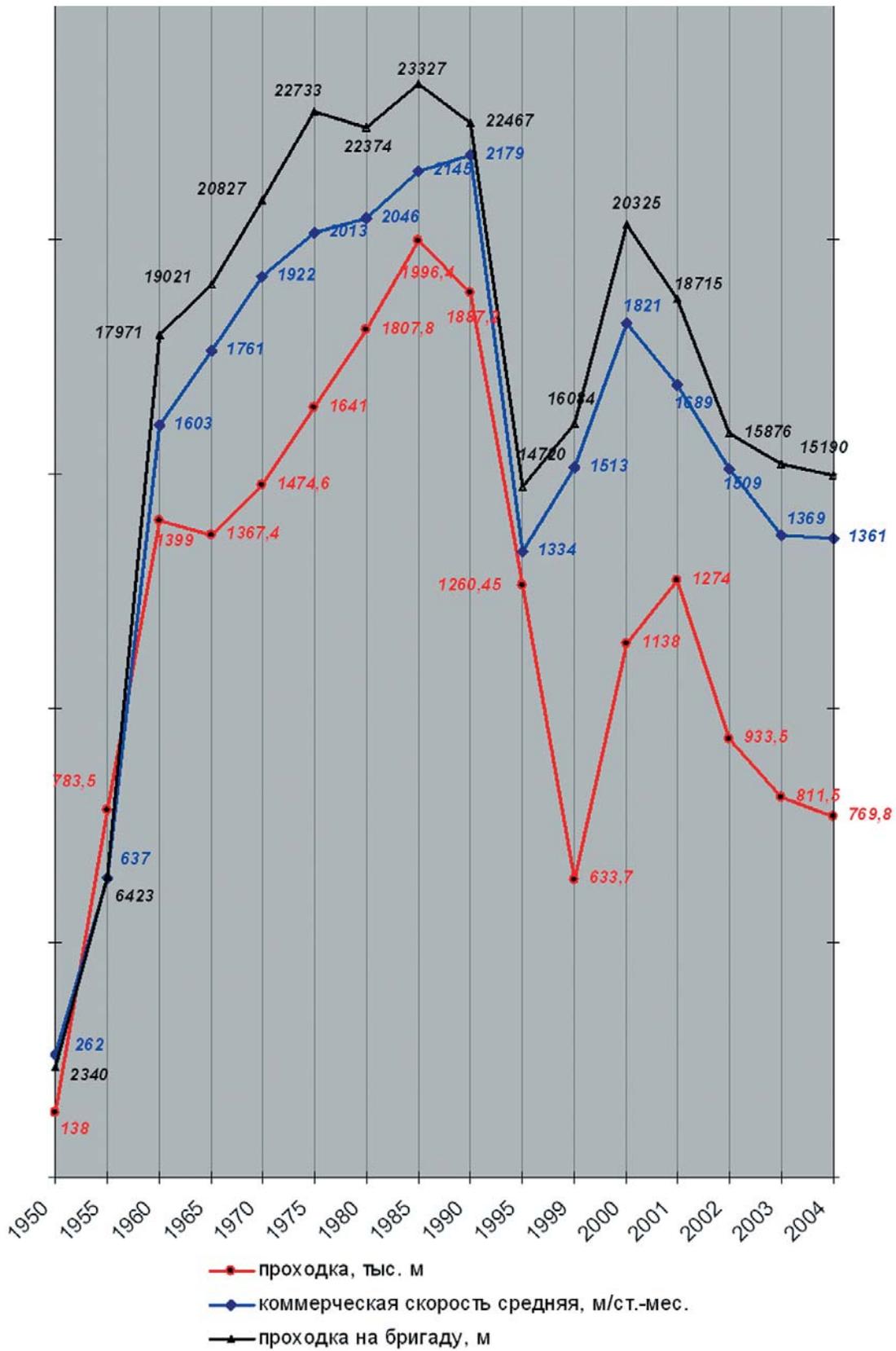


Рис. 1. Показатели по бурению в ОАО «Татнефть»

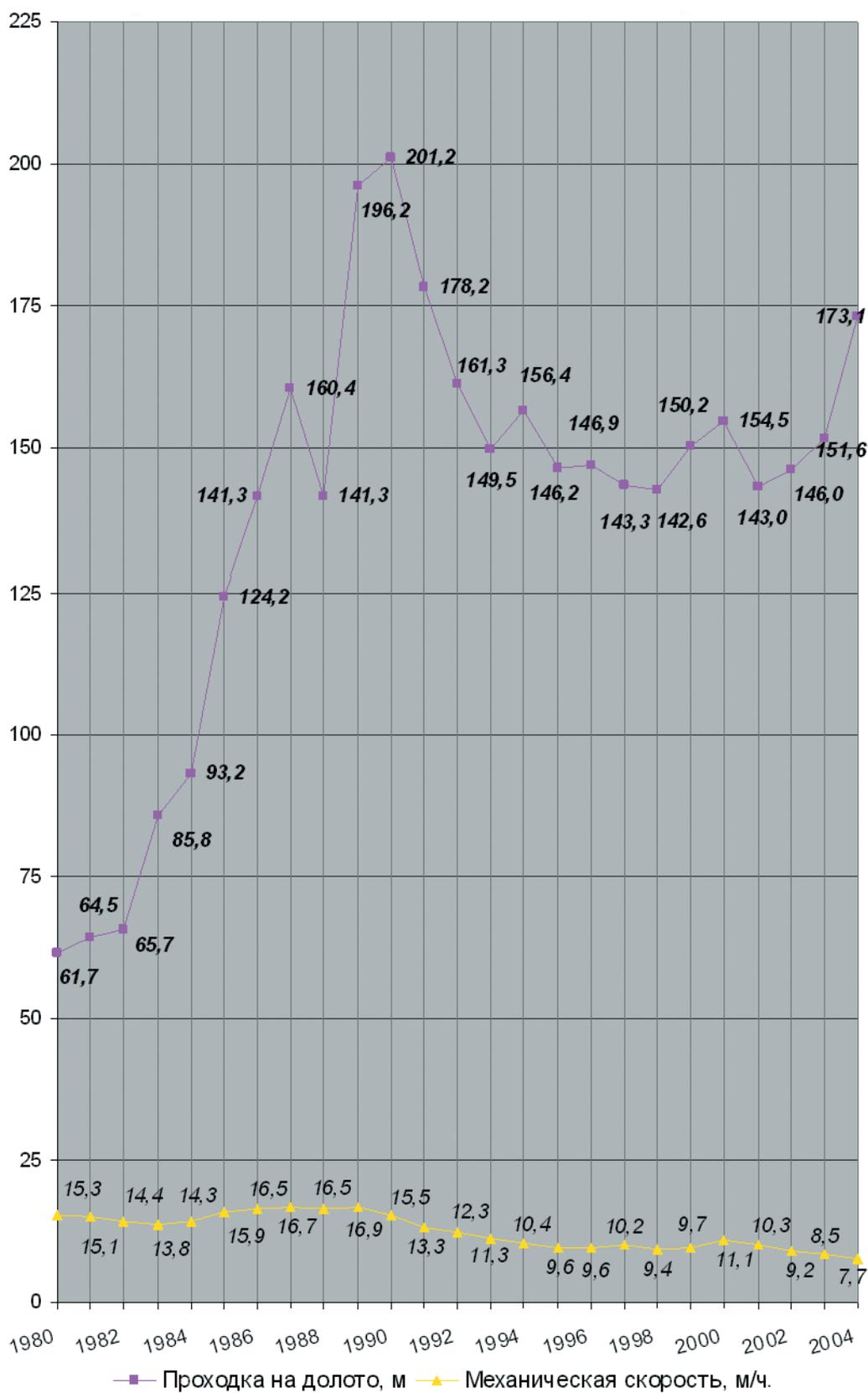


Рис. 2. Средние показатели долот по ОАО «Татнефть»

В 1970 г. продолжились исследования по выявлению оптимальной скорости вращения долота в различных интервалах глубин (в интервале от 0 до 1000 м и ниже). Установленные оптимальные скорости вращения долота реализовались за счет применения турбобура ЗТСШ-195. До перехода на бурение с промывкой глинистым раствором использовались винтовые объемные двигатели, а бурение на глинистом растворе производилось роторным способом.

Изучение зарубежного опыта применения долот с герметизированной опорой показало, что для получения максимальных показателей необходима скорость вращения долота в пределах 80-120 об/мин. А турбобуры развивали 600-800 об/мин. и при работе на таких оборотах терялось основное преимущество, долото разгерметизировывалось. Учеными ВНИИБТ был разработан винтовой объемный двигатель, развивающий 80-120 об/мин. и практически с тем же моментом на валу. Он впервые в СССР был испытан в 1965 г. в конторе бурения № 1 треста «Альметьевбурнефть». Испытания прошли успешно, и бурение долотами с герметизированными опорами заняло большую долю разреза скважин в Татарии.

Использование комбинированного способа бурения позволило получить качественно новые параметры режима бурения, обеспечивающие максимальную рейсовую скорость и минимальную стоимость бурения.

Одновременно разрабатывались компоновки бурильного инструмента, обеспечивающие проводку наклонно направленных скважин по научно обоснованным профилям. Это позволило довести объемы бурения наклонно направленных скважин до 90% и тем самым значительно сократить отвод земель для строительства нефтяных скважин. В ОАО «Татнефть» впервые проектирование и расчеты профилей наклонно направленных скважин стали производиться на ЭВМ.

В результате внедрения вышеназванных мероприятий были сэкономлены десятки тысяч тонн металла, цемента и других дефицитных материалов, значительно снижена масса бурового инструмента, осуществлен переход на бурение с установок БУ-75, обладающих высокой транспортабельностью и монтажеспособностью.

Решение задач, стоящих перед буровиками, было невозможно без постоянного совершенствования технологии ликвидации осложнений, встречающихся при углублении скважин (обвалы, поглощения про-

мывочной жидкости). На месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки, бурение скважин породило массу проблем в связи с развитием системы ППД, что привело к увеличению пластового давления, изменению гидрогеологического режима и, как следствие, к необходимости использования бурового раствора повышенной плотности.

Повышение требований к охране недр и к обеспечению экологической безопасности вызвало необходимость подъема цементного раствора за обсадными колоннами до устья и надежной изоляции зон поглощения. Нужно было коренным образом пересмотреть методику и технологию изоляции зон поглощения и разобщения разнонапорных пластов. В ТатНИПИнефть была разработана конструкция, а на Калужском машиностроительном заводе налажен серийный выпуск гидравлично-механических пакеров А19М-2. Это дало возможность исследовать поглощающие пласты каждый в отдельности и проводить изоляционные работы под давлением, производить намыв инертных наполнителей, закачку различных тампонирующих смесей для закрепления результатов намыва. По такой технологии с использованием разработанных технических средств в ОАО «Татнефть» ликвидируется около 80% встречаемых зон осложнений. Однако основные затраты, связанные с поглощениями промывочной жидкости, приходится на ликвидацию так называемых «катастрофических зон», не поддающихся изоляции намывом наполнителей и тампонирующими смесями. Среднегодовое количество таких зон не превышает 20% от всех изолируемых, при этом на эти зоны тратится не менее 70% времени, затрачиваемого на ликвидацию осложнений. Такие зоны успешно изолируются разработанными в ТатНИПИнефть профильными перекрывателями.

В свете повышения требований к качеству строительства скважин и повышения экологической безопасности региона были осуществлены научно-изыскательские работы и внедрены в производство следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- на базах управления «Татнефтьснаб» построены цеха, в которых производится 100% опрессовка обсадных труб;
- подготовка ствола к креплению осуществлялась методом опрессовки его на давление, которому подвергаются поглощающие пласты при цементировании эксплуатационной колонны;

- многократная проработка продуктивного интервала с использованием струйных кольмататоров;
- применение сополимера поливинилового спирта (ПВС-ТР) для снижения водоотдачи цементных растворов.

Динамика изменения качественных показателей строительства скважин показана на рис. 3.

В середине 90-х годов произошло резкое падение объемов строительства новых скважин по причине отсутствия финансирования. В этот же период происходит стабильное снижение дебитов вновь построенных скважин. Было принято решение максимально компенсировать потери добычи и повысить эффективность капложений за счет повышения качества заканчивания скважин, включая первичное вскрытие продуктивного интервала, технологию крепления, вторичное вскрытие и освоение, глушение скважины перед спуском внутрискважинного оборудования. Внедрение этих мероприятий позволяет максимально сохранить коллекторские свойства пласта и получить дебиты, приближенные к потенциальному.

Проблема качества строительства скважин определялась следующими факторами:

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности – наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом – не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствует оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение и снижение фактической себестоимости строительства скважин по сравнению с проектными нормативами даже для сдачи скважин.

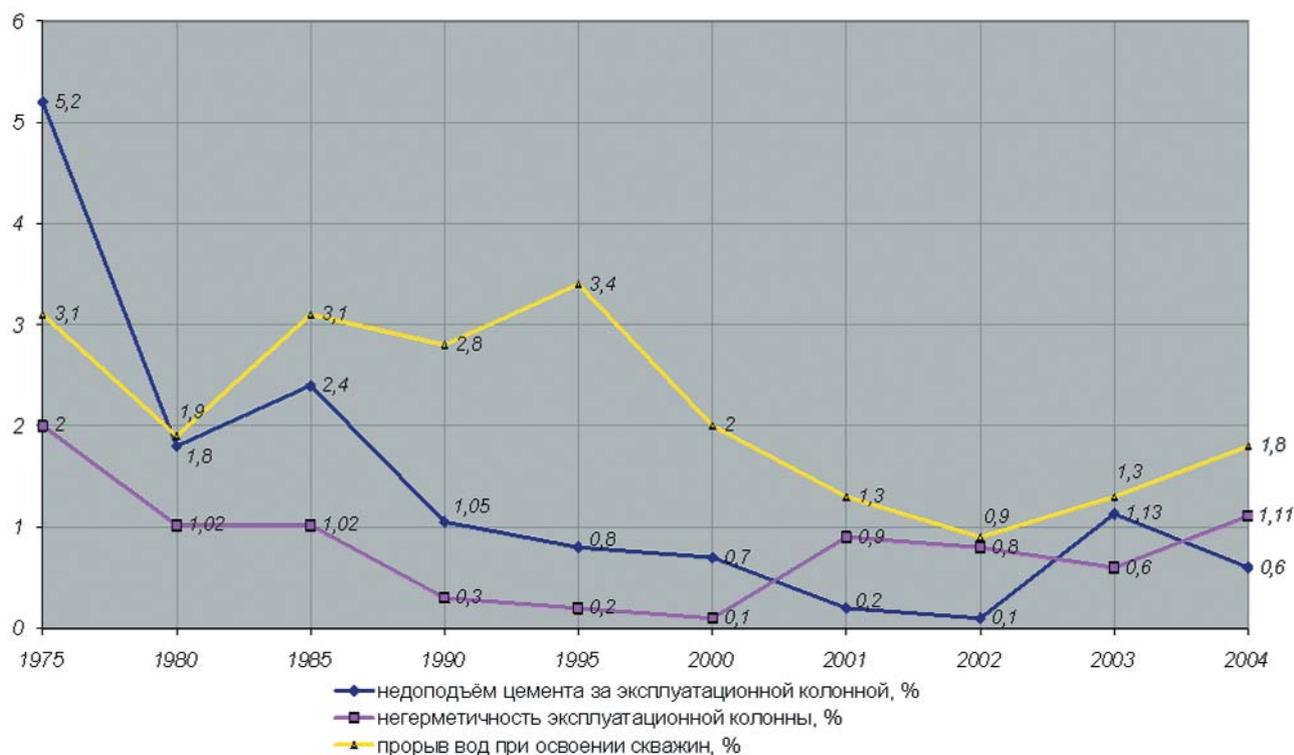


Рис. 3. Показатели качества строительства скважин в ОАО «Татнефть»

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требовало комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

При первичном вскрытии продуктивного интервала возможны два принципиальных направления в технологии первичного вскрытия: исключение проникновения компонентов бурового раствора в пласт; обеспечение таких свойств бурового раствора и его фильтра, которые обеспечивали бы легкое и полное удаление проникшего фильтрата из пласта и восстановление его первоначальной проницаемости.

Для реализации щадящей технологии первичного вскрытия в ТатНИПИнефть разработаны рецептуры полимерных растворов, не содержащих твердой фазы и растворов, содержащих минимальное количество кислоторастворимой твердой фазы.

Для удаления неколлоидной части твердой фазы на стадии приготовления буровых растворов используется установка фирмы «Кем-Трон», содержащая четыре ступени очистки. В процессе вскрытия продуктивного интервала в опытных скважинах используется мобильный вариант такой же установки, который позволяет непрерывно контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе. Кроме того, мы считаем, что вскрытие продуктивного интервала шарошечными долотами приводит к неоправданной кольматации порового пространства пласта. На наш взгляд, вскрытие продуктивных пластов надо производить долотами режущего типа по гидравлической программе, обеспечивающей минимальное гидродинамическое давление на продуктивный пласт в процессе вскрытия. Опыт, подтверждающий это положение, в ОАО «Татнефть» уже есть. Для снижения времени контакта и гидродинамического давления на пласт при прокачивании большого объема цементного раствора при цементировании эксплуатационных колонн широко используются муфты для двухступенчатого цементирования и пакера ПДМ, устройства для селективной изоляции пластов конструкции АНК «Башнефть». Пластификация цементного раствора и снижение его водоотдачи достигается обработкой его такими реагентами, как «Сепакол» и ПВС-ТР.

Вторичное вскрытие завершает процесс заканчивания скважины строительством, поэтому на этом этапе требуется выбрать жидкость перфорации, совместимую с породой и флюидом пласта. В институте разработаны рецептуры жидкостей для перфорации и глушения скважин, использование которых является важным элементом в комплексе работ по сохранению коллекторских свойств пласта.

В порядке реализации этих подходов был предложен ряд технологических и технических решений с конкретными результатами их реализации по большому числу опытных скважин в различных продуктивных отложениях месторождений ОАО «Татнефть». Это рецептуры малоглинистых или безглинистых промысловых жидкостей на полимерной основе, вскрытие на равновесии, двухэтапное заканчивание скважин, применение двухступенчатого цементирования и др. В целом реализация этих технологий позволила уверенно показать возможность достижения на их основе 1,5-2-кратного увеличения дебита новых скважин.

Концепция создания сквозных технологий по всему циклу заканчивания скважин реализована в созданном нами руководящем документе «Регламент на заканчивание скважин строительством», включающем регламенты:

- на первичное вскрытие продуктивных пластов;
- на конструкцию продуктивной части скважин и их крепление;
- на вторичное вскрытие и освоение скважин;
- на глушение скважин.

В рассмотренном аспекте такой документ изложен впервые и не только у нас, в «Татнефти», но и в отрасли в целом. Он аккумулировал все научные разработки последнего времени и внедренные или широко опробованные технологии, в том числе культивируемые у соседей.

Развитие рассматриваемой проблемы на перспективу дано в «Комплексной программе создания и внедрения новых технологий для повышения продуктивности скважин на месторождениях ОАО «Татнефть» на 2001-2005 гг.», состоящей из разделов:

- 1) внедрение в виде конкретных технологий по годам, в том числе в разрезе предприятий;
- 2) опытно-промышленные работы;
- 3) научно-исследовательские работы;
- 4) организационно-технологические мероприятия;

Таблица 1

## Результаты бурения опорно-технологических скважин в 2001 г.

| Наименование технологий   | НГДУ                     | № скв. ОТС                 | № скв. окруж.              | Q <sub>н</sub> , т/сут     |                            |                             |                            | % увел-я Q <sub>н</sub> | Толщина н/н части прод. пласта |           | Q <sub>н</sub> на 1 метр н/н части прод. пласта |                | Увел. Q <sub>н</sub> н/н части прод. пласта с 1 метра |
|---|--------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------------------|-----------|---|----------------|---|
|   |                          |                            |                            | ОТС                        | ОТС (текущ.)               | окруж. скв. (при осв.)      | окруж. скв. (текущая)      |                         | ОТС, м                         | ОТС, т/м  | ОТС, м  | окруж. скв., м |   |
| <b>1</b>  | <b>2</b>                 | <b>3</b>                   | <b>4</b>                   | <b>5</b>                   | <b>6</b>                   | <b>7</b>                    | <b>8</b>                   | <b>9</b>                | <b>10</b>                      | <b>11</b> | <b>12</b>                                       | <b>13</b>      | <b>14</b>   |
| Технология строительства скважин в два этапа (открытый забой и вскрытие продуктивного пласта на равновесии).                      | Шешмаюл                  | 3453                       | 3458                       | 3,0                        | 2,03                       | 3,5                         | 1,4                        | 44                      | 25,2                           | 84,6      | 0,24  | 0,08           | в 3 раза  |
|   |                          |                            | 3462                       | 3,0                        | 1,7                        | 3,0                         | 3,5                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 4004                       | 3,0                        | 3,0                        | 3,0                         | 0,5                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 4005                       | Q <sub>н.ср</sub> =<br>3   | Q <sub>н.ср</sub> =<br>1,9 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>3,25 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>1,7 |                         |                                |           |   |                |   |
| Гидроакустическая техника и технология для бурения осложненных интервалов и первичного вскрытия карбонатных продуктивных пластов. | Шешмаюл                  | 3455                       | 3458                       | 4,3                        | 1,0                        | 3,5                         | 1,4                        | 30                      | 24,8                           | 153,3     | 0,57  | 0,15           | в 3,8 раза  |
|   |                          |                            | 3463                       | 2,5                        | 1,8                        | 6,9                         | 2,9                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 3483                       | 7,5                        | 10,7                       | 5,7                         | 4,1                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 3485                       | Q <sub>н.ср</sub> =<br>4,7 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>4,5 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>5,8  | Q <sub>н.ср</sub> =<br>3,3 |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 3487                       | 5                          | 2                          | 3,4                         | 1,5                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 3452                       | 5                          | 1,6                        | 5                           | 5,5                        |                         |                                |           |   |                |   |
| 3463  | Q <sub>н.ср</sub> =<br>5 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>1,8 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>2,8 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>2,5 |                            |                             |                            |                         |                                |           |   |                |   |
| Технология формирования высокопроницаемой призабойной зоны в открытом стволе до спуска эксплуатационной колонны.                  | Бавлынефть               | 3045                       | 709                        | 5                          | 2                          | 3,4                         | 1,5                        | 50                      | 18,4                           | 35,2      | 0,54  | 0,28           | в 2 раза  |
|   |                          |                            | 1120                       | 5                          | 1,2                        | 0,8                         |                            |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 2730                       | 1,6                        | 1,6                        | 1,6                         | 2,1                        |                         |                                |           |   |                |   |
|   |                          |                            | 2729                       | Q <sub>н.ср</sub> =<br>5   | Q <sub>н.ср</sub> =<br>1,8 | Q <sub>н.ср</sub> =<br>2,8  | Q <sub>н.ср</sub> =<br>2,5 |                         |                                |           |   |                |   |

Продолжение таблицы 1

| 1  | 2                 | 3   | 4  | 5                         | 6                      | 7   | 8  | 9  | 10   | 11   | 12    | 13    | 14         |
|--|-------------------|---|--|---------------------------|------------------------|---|--|----|------|------|-------|-------|------------|
| Технология вскрытия бобриковского горизонта на пониженной репрессии                                    | Азнакаевск-нефть  | 8445Г<br>28546Г                           | 8428   | 17,8                      | 17,8                   | 7,8   | 0,9  |    | 91   | 91,6 | 0,408 | 0,184 | в 2,2 раза |
|  |                   |   | 28575<br>28543<br>28542<br>28641                         | 19,4                      | 19,4                   | 4,3<br>2,1<br>2,8<br>2                      | 2,6<br>1,4<br>1,5<br>10,4                      |    |      |      |       |       |            |
| Бурение на полимер коллоидном растворе (автор Селиханович В.М.)  | Лениногорск-нефть | 35590<br>38253Г                           | 26486  | 6                         | 6,5                    | 0,4   | $Q_{н,ср} = 3,4$                               | 55 | 58,9 | 56,6 | 0,09  | 0,04  | в 2,3 раза |
|  |                   |   | 42<br>38274<br>38236<br>38222<br>38277<br>26477<br>38287 | 4,7                       | 3,1                    | 1<br>2,7<br>3,2<br>4,3<br>4,1<br>2,6<br>4,4 | 1<br>1,5<br>6<br>4<br>0,1<br>0,9<br>1,8<br>4,1 |    |      |      |       |       |            |
| Сохранение коллекторских свойств вышележащих продуктивных горизонтов при бурении девонских скважин.    | Шешмаюл           | 3484                                      | 3466   | 12                        | 11,2                   | 13  | 5,7  | 50 | 32   | 64,2 | 0,37  | 0,19  | в 2 раза   |
|  |                   |   | 3468   | $Q_{н,ср} = 5,3$          | 4,3                    | $Q_{н,ср} = 2,8$                            | $Q_{н,ср} = 2,4$                               |    |      |      |       |       |            |
| Технология вскрытия продуктивных пластов с кольмататором и гидрофобным материалом («Полисил», «Кварц») | Азнакаевск-нефть  | 24547<br>19543<br>28665<br>24539<br>29319 | 19622  | 9,3                       | 14,4                   | 10  | 7,2  | 50 | 14,5 | 22,1 | 0,61  | 0,2   | в 3 раза   |
|  |                   |   | 19546<br>28964<br>6423<br>11093                          | 14,1<br>6,0<br>8,4<br>6,7 | 4,9<br>3,2<br>4,2<br>- | 5,2<br>0,8<br>-                             | 1,8<br>1,4<br>7,2<br>4,9                       |    |      |      |       |       |            |
|  |                   |   |  | $Q_{н,ср} = 8,9$          | $Q_{н,ср} = 6,67$      | $Q_{н,ср} = 5,3$                            | $Q_{н,ср} = 4,5$                               |    |      |      |       |       |            |

Таблица 2

## Экономический эффект от внедрения технологий

| Наименование технологий  | Удорожание на 1 скважину                          |   | Средняя доп. добыча, т/сут | Экономический эффект от доп. добычи, тыс. руб. | Срок окупаемости затрат за счет доп. добычи, мес. |
|--|---|---|----------------------------|--|---|
|  | доп. затраты на проведение мероприятий, тыс. руб. | доп. затраты от общей стоимости скважины, % |                            |  |   |
| Технология строительства скважин в два этапа (открытый забой и вскрытие продуктивного пласта на равновесии)                      | 75  | 2,8   | 1,3                        | 1076   | 1   |
| Гидроакустическая техника и технология для бурения осложненных интервалов и первичного вскрытия карбонатных продуктивных пластов | 305   | 11  | 1,4                        | 1163   | 3,5   |
| Технология формирования высокопроницаемой призабойной зоны в открытом стволе до спуска эксплуатационной колонны                  | 34  | 1,2   | 2,5                        | 2077   | 0,5   |
| Технология крепления терригенного бобриковского горизонта профильными перекрывателями без цементирования.                        |   |   |                            |  |   |
| Вскрытие бобриковского горизонта произвести на равновесии  | 750   | 28  | 15,2                       | 12631  | 1   |
| Бурение на полимер коллоидном растворе (автор Селиханович В.М.)  | 190   | 7,2   | 2,9                        | 2409   | 1   |
| Сохранение коллекторских свойств вышележащих продуктивных горизонтов при бурении девонских скважин                               | 750   | 20  | 5,8                        | 4819   | 2   |
| Технология вскрытия продуктивных пластов с кольмататором и гидрофобным материалом («Полисил», «Кварц»)                           | 530   | 14  | 4,4                        | 3656   | 2   |

5) материально-техническое снабжение и затраты в целом на программу.

Наряду с величиной дебита стоимость новых скважин также будет определять рентабельность разработки залежей трудноизвлекаемых нефтей. Поэтому переход на малый диаметр (СМД) при дебитах 3-5 т/сут, видимо, будет ближайшей реальностью. Как показывает опыт зарубежных компаний, это дает снижение стоимости на 25-40%. Всплеск СМД обусловлен в определенной степени бурением на «Колтюбинге».

Согласно «Программе бурения опорно-технологических скважин» планировалось испытание новой техники и технологий по заканчиванию скважин (11 позиций), разработанных как в «Татнефти», так и в соседних нефтяных регионах (в Башкортостане, Оренбургской области, Удмуртии, ВНИИБТ и т.д.). Испытания проводились под сопровождением института и преследовали цель – определить технологическую эффективность (дебит на момент освоения), оценить фактические затраты на мероприятие и по критерию «максимум прироста дебита и минимум затрат», дать приоритетный комплекс технологий отдельно по терригенным и карбонатным коллекторам.

Были представлены такие технологии, как двухэтапное заканчивание, при котором до кровли продуктивного горизонта бурение ведется штатным способом, затем спускается и цементируется техническая колонна. Продуктивная часть вскрывается на равновесии, депрессии или на специальных растворах, оставляя при этом ствол открытым, с «хвостовиком», в том числе с цементированием. Был использован различный набор промывочных жидкостей, в основном на полимерной основе. Испытывались технология защиты возвратных продуктивных горизонтов спуском профильных перекрывателей, забойные кольмататоры, в том числе с сочетанием с гидрофобизирующими реагентами (кварц), различные заколонные устройства (ПДМ, МСЦ, КРР). Для сравнительной оценки эффективности технологий подбирались соседние скважины с близкими горно-геологическими условиями, но законченные штатным способом. Из одиннадцати плановых технологий сегодня мы представляем результаты по семи технологиям, выполненным на 23 скважинах, база сравнения с которыми включает 32 скважины. Такие технологии, как вскрытие на депрессии, долотами режущего типа, комплект раздельного разобщения пластов (КРР) пока массово не реализованы и поэтому анализом не представлены. В табл. 1 приведены данные по дебитам опытных и базовых

скважин на момент их освоения, затраты и эффективность по этим технологиям приведены в табл. 2. В табл. 3 представлен оптимальный комплекс на основе этих методов, рекомендуемый отдельно для терригенных и карбонатных коллекторов, реализация которых в одной скважине может дать больший результирующий эффект.

Не вдаваясь в подробности отдельных технологий, можно сделать следующие выводы:

- по таким критериям, как технологическая эффективность (дебит), затраты, окупаемость, экологические аспекты, 7 технологий и на их основе 2 комплекса рекомендованы к внедрению, что и начато уже с 2002 г.
- прогнозные величины коэффициента совершенства вскрытия пластов (ОП), отмеченные на совещании от 25.01.01 г., достигнуты – имеется рост ОП с 0,30-0,35 по штатным технологиям до 0,6-0,65 по новым (есть примеры и выше – 0,85), удельный дебит скважин (на метр толщины продуктивного пласта) возрастает до 2-3 раз, абсолютная величина дебита в 1,5-2 раза – с 4,12 т/с в 2001 г. поднят до 7,35 т/с в 2005 г.
- по экологическим и организационно-техническим критериям новые технологии вписываются в штатную схему работ буровых предприятий;
- в значительной степени удалось повернуть «философию» подрядчика (буровика) от скорости бурения к качеству. Для того, чтобы достигнутый позитивный процесс был с восходящим вектором, требуется решение целого ряда аспектов этой проблемы и, самое главное, чтобы сама проблема была и в дальнейшем предметом постоянного и пристального внимания как всех исполнителей нефтепромышленной цепи, так и, в особенности, руководителей всех рангов.

Одним из перспективных направлений научно-технического прогресса в области вовлечения в промышленную разработку малых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти стало строительство скважин с горизонтальными участками стволов. В мире пробурено более 33 тыс. скважин с горизонтальными стволами, в России порядка 1400.

Первые 7 таких скважин в «Татнефти» были пробурены в 1976-1978 гг. по технологии, разработанной специалистами Альметьевского УБР, но в связи с отсутствием в то время опыта их эксплуатации, ожидаемого эффекта получить не удалось.

## Оптимальный комплекс новых технологий при заканчивании скважин

| Терригенные коллекторы   | Карбонатные коллекторы   |
|--|--|
| 1. Вскрытие продуктивных пластов производить на равновесии с использованием полимер-карбонатного раствора, обработанного реагентом «Кварц» | 1. При бурении скважин на турнейский горизонт эксплуатационную колонну спустить до кровли турнейского горизонта и зацементировать  |
| 2. В компоновку бурильного инструмента включать кольмататор  | 2. Вскрытие турнейского горизонта производить на равновесии с использованием полимерного раствора, обработанного реагентом «Кварц» |
| 3. До спуска эксплуатационных колонн сформировать высокопроницаемую призабойную зону по технологии ТатНИПИнефть                            | 3. В компоновку бурильного инструмента включать кольмататор  |
| 4. Цементирование эксплуатационных колонн осуществлять в две ступени   | 4. В продуктивном интервале сформировать высокопроницаемую призабойную зону по технологии ТатНИПИнефть                             |
| 5. Вторичное вскрытие и освоение производить согласно «Регламенту на заканчивание скважин строительством» РД 39-0147585-232-01             | 5. Освоение производить согласно «Регламенту на заканчивание скважин строительством» РД 39-0147585-232-01                          |
| 6. При бурении скважин на бобриковский горизонт эксплуатационную колонну спустить до кровли бобриковского горизонта и зацементировать      |  |
| 7. Вскрытие бобриковского горизонта производить на равновесии с использованием полимерного раствора, обработанного реагентом «Кварц»       |  |
| 8. Продуктивный интервал изолировать (закрепить) профильным перекрывателем   |  |

В 1990 г. под председательством заместителя генерального директора по бурению Р.Х. Фаткуллина состоялось совещание с участием руководства ТатНИПИнефть, на котором было принято решение о возобновлении строительства горизонтальных скважин с реализацией разработанной институтом комплексной программы, включающей подбор наиболее благоприятных геологических условий строительства горизонтальных скважин, отработку технологий строительства, эксплуатации, ремонта и исследований.

На 01.11.2005 г. в ОАО «Татнефть» пробурено 375 новых ГС, 151 БГС и 310 БС (табл. 4).

Получено относительное увеличение дебита по горизонтальным скважинам в 2 и более раз, чем по скважинам обычной конструкции, а успешность этих работ достигла 70%. Эти показатели аналогичны показателям по другим регионам Урало-Поволжья и Сибири. Наши разработчики и буровики нацелены на достижение показателей, близких к зарубежным: увеличение дебита в пределах 3-5 раз, а успешности работ – до 90%.

Для достижения такого уровня показателей в ОАО «Татнефть» в 1996 г. было организовано хозрасчетное предприятие НПО ООО «Горизонт». Приобретено импортное навигационное оборудование с гидравлическим каналом связи и с записью ГК в процессе долбления, забойные двигатели с регулируемым углом перекоса, немагнитные УБТ, долота фирмы «Reed Tool Company», приняты на работу и обучены специалисты.

Приобретенное оборудование и опыт специалистов позволили сократить приемлемую толщину продуктивного пласта, в котором возможно проводить горизонтальные стволы по наиболее нефтенасыщенной части и достигать при этом высоких технико-экономических показателей, которые были предметом пристального внимания руководства страны и республики.

В настоящее время ОАО «Татнефть» имеет оборудование и специалистов, способных построить горизонтальную скважину или осуществить зарезку бокового ствола в самых различных геологических условиях.

В последние годы в наших регионах получила широкое распространение практика реанимации скважин забуриванием боковых стволов, в том числе горизонтальных, из старых скважин. Подрядными организациями выступили УБР, УПНП и КРС, малые предприятия. Технология реанимации скважин бурением БГС эффективна, окупаемость высокая. Дебиты восстановленных скважин в зависимости от объектов и исполнителей колеблются от 0,8 до 1,5-2 от первоначальных. Стоимость работ составляет в среднем 0,4-0,6 от стоимости новых скважин, в абсолютном выражении 1,5-3,4 млн руб. В частности, на объектах Азнакаевского НГДУ в исполнении Азнакаевского «Горизонта» получен средний дебит 12,4 т/с, ЗАО «Геология» – 8,5 т/сут, Азнакаевского УПНП и КРС – 7,3, Азнакаевского УБР – 5,2, «Удмуртнефть – бурение» – 3,1 т/сут, соответственно при средних стоимостях 3685,5, 1474,9, 3385, 2698 и 5568 тыс. руб.

Первая горизонтальная скважина на девон была пробурена в 1985 г. в НГДУ «Лениногорскнефть». Кыновский горизонт был закреплен перекрывателем длиной 144 м, что позволило завершить все заключительные операции по скважине. Первые два боковых горизонтальных ствола на девонские отложения были пробурены в Татарстане с привлечением фирмы «Ис-

тмен-Кристенсен». Полученный опыт позволил подготовить исполнителей и приобрести необходимое оборудование.

С использованием импортных средств пилотирования (МВД) как у нас, так и у наших соседей точность проводки стволов значительно повысилась. Наши специалисты сегодня могут проводить ГС в коридоре  $\pm 0,5$  м в пластах толщиной 1,5-1,8 м, т. е. по этому критерию мы находимся на уровне мировых аналогов. Положительный опыт работ ряда наших буровых бригад и соседей позволяет надеяться, что в перспективе можно рассчитывать на кратность по дебиту для карбонатных отложений 3 (достигнуто в Азнакаевском НГДУ – 3,3, Бавлинском – 3,0), по терригену – 5, а кратность по стоимости не должна превышать 1,4. В дальнейшем необходимо сделать акцент на преимущественное бурение ГС на терригенные отложения бобрика и девона.

Как следующий революционный шаг в строительстве скважин представляются сегодня многозабойные скважины (МЗС). По имеющимся данным, большинство ответвлений в стволах скважин являются горизонтальными, т. е. можно считать МЗС современным вариантом технологии горизонтального бурения.

Таблица 4

| Годы  | Кол-во горизонтальных скважин |                  | Кол-во н/н скважин из экспл. колонн |
|-------|-------------------------------|------------------|-------------------------------------|
|       | новых                         | из экспл. колонн |                                     |
| 1976  | 2                             |                  |                                     |
| 1977  | 5                             |                  |                                     |
| 1991  | 4                             |                  |                                     |
| 1992  | 9                             | 2                |                                     |
| 1993  | 16                            |                  |                                     |
| 1994  | 32                            |                  |                                     |
| 1995  | 24                            |                  | 2                                   |
| 1996  | 18                            |                  | 2                                   |
| 1997  | 22                            |                  | 13                                  |
| 1998  | 17                            | 3                | 28                                  |
| 1999  | 13                            | 15               | 36                                  |
| 2000  | 25                            | 30               | 39                                  |
| 2001  | 39                            | 23               | 39                                  |
| 2002  | 41                            | 23               | 25                                  |
| 2003  | 40                            | 18               | 47                                  |
| 2004  | 34                            | 25               | 40                                  |
| 2005  | 34                            | 12               | 39                                  |
| ИТОГО | 375                           | 151              | 310                                 |



**Официальный визит Президента Российской Федерации Ельцина Б.Н. на бурящуюся скважину с горизонтальным стволом.  
На снимке: Ибатуллин Р.Х., Галеев Р.Г., Фаткуллин Р.Х., Шаймиев М.Ш.**

Бурение с использованием новой технологии требует применения управляемых забойных двигателей, позволяющих бурить МЗС с коротким (18-27 м) и ультракоротким радиусом (6-12 м). Бурение одного бокового горизонтального ствола оценивается в 22% от стоимости новой вертикальной скважины (например, в США 350 тыс. долларов – новая, 75 тыс. долларов – БГС), следующие стволы МЗС имеют меньше стоимости. Технически отработаны строительство и эксплуатация 6 стволов доступом в каждый ствол. Реализация таких схем заканчивания скважин определяется техническими устройствами (выход из ствола, ее конструкция, управляющие устройства и т.д.) и средствами ориентирования и навигации. ОАО «Татнефть» в опытном порядке построило 16 МЗС, в том числе четырехствольную скв. 8249 в НГДУ «Елховнефть».

ОАО «Татнефть» с 1997 г. ведет работу с Омским специальным конструкторским бюро приборов (ОСКБП) по разработке ориентированного скважинного перфоратора с глубиной проникновения

по техническому заданию до 10 м в пласт. В инструментальном плане это микроэлектробур на кабеле (вариант без ориентации) или на НКТ с кабелем (вариант с ориентацией), «бурильный инструмент» диаметром 14 мм и длиной 32 мм подается из кассет (их четыре под 90°) по схеме подачи патронов в автомате Калашникова. Промывка с забойным насосом. Буровая коронка диаметром 20 мм для металла колонны и породы одна. Сверлящий перфоратор ОСП-1 испытывался в скв. 10063 Уратьминской площади. Точка сверления 1185,8 м на глубину 1 м, диаметр отверстия 20 мм. Продуктивный пласт – тульские отложения, пористость – 20,8%, глинистость – 4,3%, нефтенасыщенность – 78,5%, абсолютная проницаемость – 193,5%, фазовая – 93,2%. По заключению ГИС – коллектор глинистый. Скважина работает с безводным дебитом 10 т/сут уже более трех лет. Испытания проводились и на карбонатные отложения на скв. 3656 Дачного месторождения на глубине 974 м. Сверление осуществлялось в Башкирском ярусе на глубину 1,5 м при депрессии 77 кг/см<sup>2</sup>.

Мы считаем, что развитие этих методов может оказаться третьей стадией горизонтальных технологий. Наряду со значительным преодолением в радиальном направлении зоны кольматации при вторичном вскрытии пласта эта технология дополнит разновидности многозабойного заканчивания скважин, в том числе с бурением протяжных штретков с горизонтальных стволов под депрессией. В целом эта технология может иметь революционное значение с точки зрения охвата объекта (заежи) вскрытием и удешевления процесса первичного вскрытия пласта за счет применения более дешевых реагентов, поскольку зона возможной коль-

матации (0,5-1,0 м) будет перекрыта глубиной вторичного вскрытия.

Исследователи-буровики ТатНИПИнефть работают над дальнейшим повышением ТЭП в бурении, снижением затрат на строительство скважин. Реализация разработанной институтом «Методики оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть» (РД 153-39.0-349-05), введенной приказом генерального директора ОАО «Татнефть» от 01.09.2005 г., служит гарантом соблюдения нормативных требований по качеству крепи скважины и добычных возможностей объекта эксплуатации.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Юсупов И.Г., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х.,  
Загидуллин Р.Г. (ТатНИПИнефть)

За последние годы основной объем бурения в Татарстане был представлен обычными наклонно направленными (пологими) скважинами (порядка 75-80 %) и так называемыми скважинами сложной архитектуры – горизонтальные (ГС), многозабойными (МЗС) и боковыми стволами из действующего фонда (БС и БГС). За эти годы пробурено более 370 ГС, 151 БГС, 16 МЗС, в том числе четырехствольная скв. 8249 (см. табл.).

В последние три года активно строятся девонские скважины с целью выработки запасов под населенными пунктами и санитарными зонами, обуславливающие большие отходы от вертикали (1,5-2,5 км). Наличие перед входом в продуктивные отложения пачки неустойчивых кыновских аргиллитов с протяженностью их по стволу при угле в 65-80° в 80-100 метров делает проводку ствола довольно сложной задачей. За 2001-2005 гг. в «Татнефти» сделан существенный акцент на всемерное повышение качества первичного и вторичного вскрытия пластов, роль и значимость которых сегодня трудно переоценить. Несмотря на наличие немалого объема исследовательских и опытных работ, в том числе на большом количестве скважин и объектов, пока не сложился системный подход к одному из важнейших этапов строительства скважин – к этапу их заканчивания (рис. 1), в котором каждый технологический процесс должен быть логическим продолжением предыдущего с учетом конкретного состояния разрабатываемого объекта. В соответствии с этой концепцией в ОАО «Татнефть» в 2000 г. была разработана и реализуется «Комплексная программа развития работ по заканчиванию скважин на 2001-2005 гг.», состоящая из разделов по внедрению достижений науки и практики (в том числе из

других регионов), опытно-промышленным и научно-исследовательским работам, организации и материальному обеспечению всех звеньев, входящих в этап «Заканчивание скважин». За эти годы промышленно освоены 12 различных технологий, начиная от двухэтапного заканчивания скважин и включая применение муфт двухступенчатого цементирования и другие. Не вдаваясь в детали реализации программы, необходимо отметить, что почти весь фонд (92 %) заканчиваемых в настоящее время скважин охвачен той или иной технологией, а зачастую и целым комплексом (3-4 технологии). На рис. 2, 3 приведены интегральные результаты за эти годы.

Естественно, этот эффект складывается, в том числе более аргументированным подбором скважин и качественным исполнением проектов. Важным достижением считается и то, что за эти годы удалось сдвинуть философию буровика от «метров» к «тоннам» и «рублям».

В 2004-2005 гг. начато серийное заканчивание скважин на депрессии, работают две буровые бригады. За это время закончено 29 скважин со вскрытием пласта на депрессии. Давать принципиальные оценки результатам бурения на депрессии пока преждевременно, ввиду небольшого объема скважин и сроков их эксплуатации.

Проводка ствола в ГС, МЗС и БГС осуществляется отдельным подразделением ООО «Татнефть-Бурение» – фирмой «Горизонт», выделившейся из отдела бурения ТатНИПИнефть. Она оснащена средствами пилотирования системы «Геолинк» с гидравлическим каналом связи. В настоящее время идет оснащение этой фирмы новой техникой для массового строительства МЗС.

Повысилась роль проектов на строительство скважин, где аккумулируются все достижения науки и практики строительства скважин, отношение к ним заказчика и

Сведения по ГС, БГС, БС, и МЗС по ОАО «Татнефть»

| Годы         | ГС         | БГС        | БС         | МЗС       |
|--------------|------------|------------|------------|-----------|
| 1976         | 2          |            |            |           |
| 1977         | 5          |            |            |           |
| 1991         | 4          |            |            |           |
| 1992         | 9          | 2          |            |           |
| 1993         | 16         |            |            |           |
| 1994         | 32         |            |            |           |
| 1995         | 24         |            | 2          |           |
| 1996         | 18         |            | 2          |           |
| 1997         | 22         |            | 13         |           |
| 1998         | 17         | 3          | 28         |           |
| 1999         | 13         | 15         | 36         | 2         |
| 2000         | 25         | 30         | 39         |           |
| 2001         | 39         | 23         | 39         | 2         |
| 2002         | 41         | 23         | 25         | 1         |
| 2003         | 40         | 18         | 47         | 3         |
| 2004         | 34         | 25         | 40         | 4         |
| 9 мес. 2005  | 34         | 12         | 39         | 4         |
| <b>ИТОГО</b> | <b>375</b> | <b>151</b> | <b>310</b> | <b>16</b> |

подрядчика. В практике «Татнефти» проектирование двухстадийное – групповой проект составляет ТатНИПИнефть с детализацией элементов заканчивания скважины, в том числе с выдачей прогнозного дебита. Технологическая и геологическая службы УБР для конкретной скважины уточняют элементы заканчивания с учетом конкретных условий ствола, объекта эксплуатации (продуктивного пласта) с учетом элементов разработки залежи. На все скважины со сложной архитектурой составляется индивидуальный проект. Отступления от проекта, вызванные, в основном, геологическими причинами, согласуются с заказчиком и проектантом, т.е. ТатНИПИнефть.

Таковы основные особенности современного этапа работ по технологии и организации строительства скважин в ОАО «Татнефть». Каковы проблемы и дальнейшие пути их решения?

Нефтяная отрасль нашей страны, будучи пионером в разработке и освоении горизонтальных технологий (ГС, МЗС, БГС), сегодня занимает весьма скромные позиции в мире как по развитию технологии, так и по объемам реализации в особенности. Практические основы бурения ГС положены в СССР в 30-е годы прошлого столетия.

Еще в 1953 г. под руководством известного специалиста А.М. Григоряна (ВНИИБТ) в Башкортостане была пробурена скв. 66/45 с 9-ю стволами с удорожанием всего в 1,5 раза стоимости скважин в сравнении со штатной конструкцией, но с семнадцатикратным увеличением дебита относительно соседних. По его инициативе в 1974-1976 гг. в Татарстане было пробурено 7 горизонтальных скважин, три из которых до сих пор успешно эксплуатируются (2 добывающие, 1 нагнетательная). С этого времени вплоть до 1991 г. работы в России не велись. В нефтяном мире сегодня лидерами в области горизонтальных технологий являются специалисты Канады, США, делают большие успехи Норвегия и Китай.

К сожалению, мы не только не ориентированы на создание собственных эффективных технических и технологических решений (не на словах, а на деле), а весьма робко реализуем достижения наших коллег из-за рубежа. Вряд ли это можно объяснить пресловутым отсутствием средств, особенно при той, рекордно высокой стоимости нефти, которая держится уже более 5 лет.

Не вдаваясь в технические подробности, хотелось вкратце осветить состояние и перспективы развития

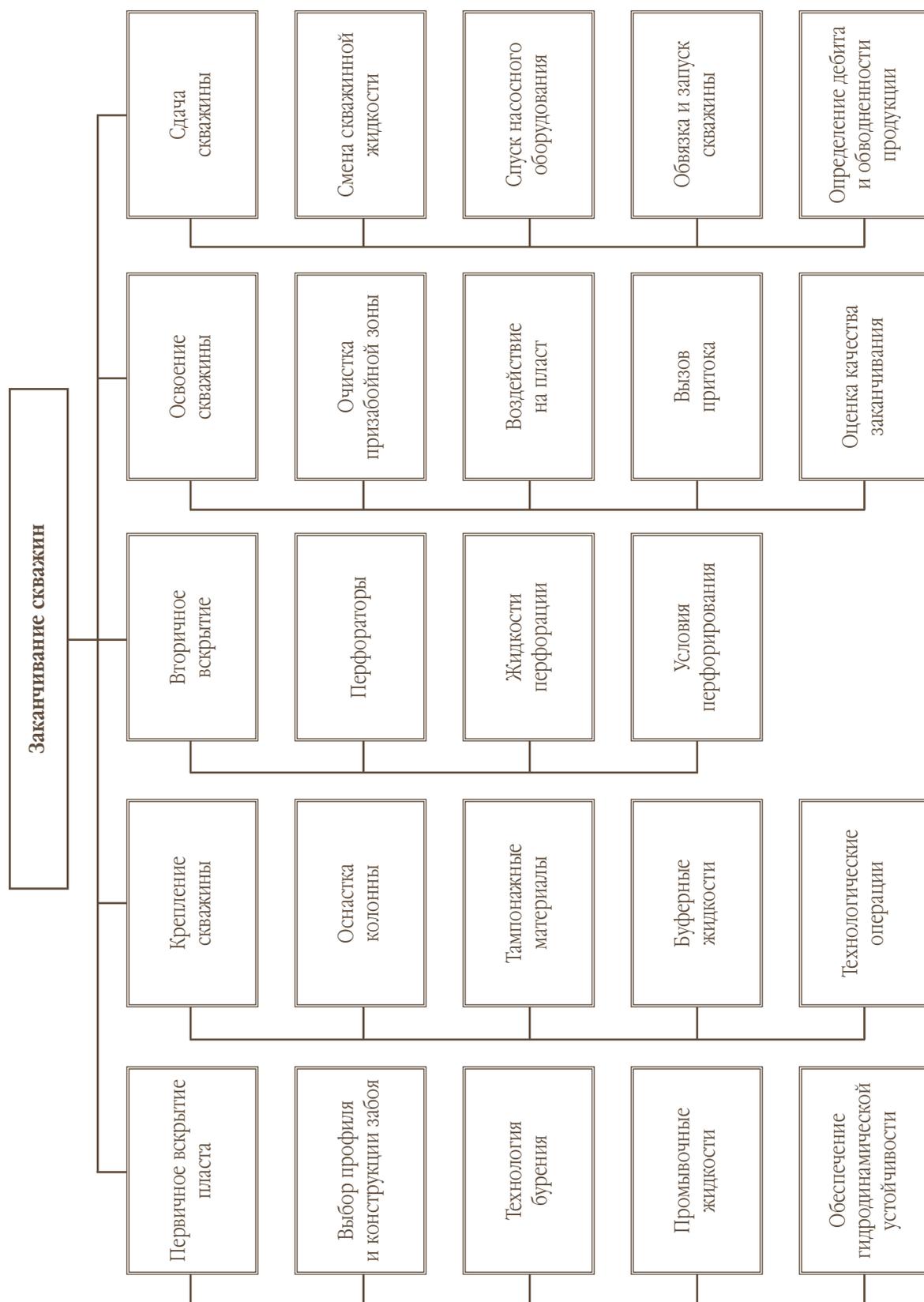


Рис. 1. Классификация операций по заканчиванию скважин



Рис. 2. Динамика средних дебитов нового и всего фонда скважин в ОАО «Татнефть»

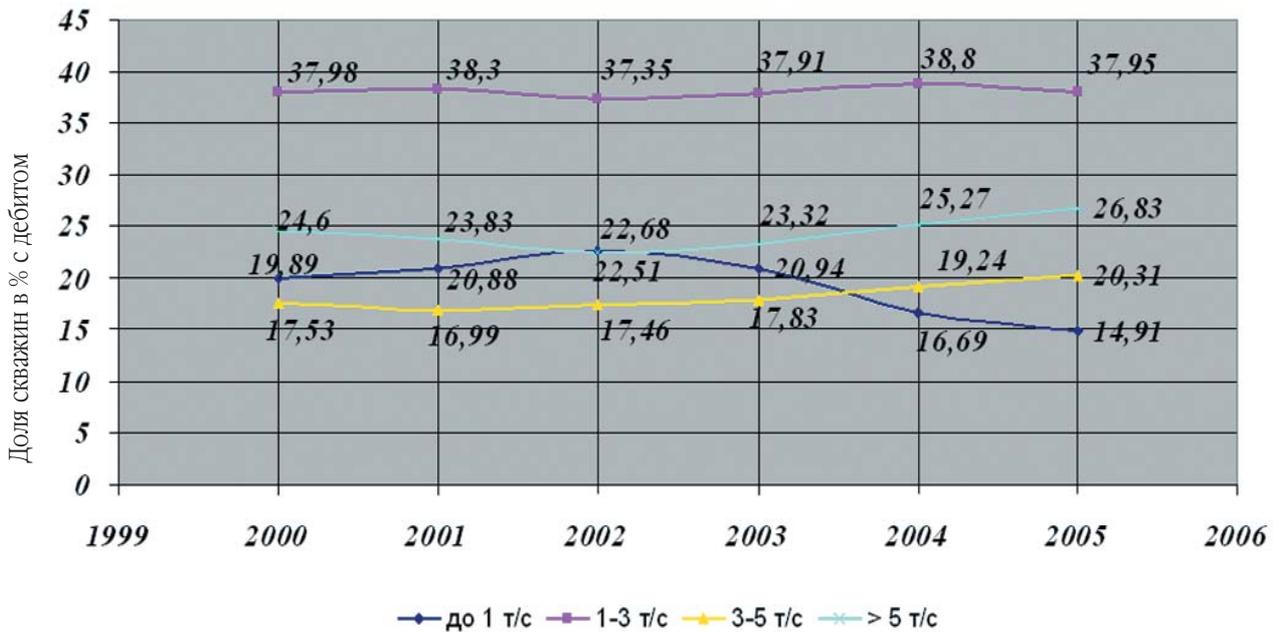


Рис. 3. Динамика доли скважин по дебиту (в %) ко всему фонду в ОАО «Татнефть»

горизонтальных технологий в разрезе техники основных составляющих. Первое – это средства навигации, т.е. канал связи, техника управления траекторией, КНБК, забойный двигатель и оперативная геофизическая информация в процессе проходки ствола.

С учетом разнообразия свойств промывочной жидкости, протяженности стволов следует ожидать переход от гидравлического канала связи к проводному, который значительно повышает управляемость траекторией (электромеханический ориентатор), оперативность и регистрацию большого количества параметров технологии и свойств породы по курсу долота и в радиальном направлении (акустика, электрокаротаж). Исследователи и практики Башнефти, которые первыми заказали и приобрели отечественную буровую установку с непрерывной колонной бурильных труб производства группы компаний «ФИД» (Белоруссия), по опыту бурения уже трех скважин решили перейти на электромеханический ориентатор. Из 7 жил кабеля, расположенного в колонне бурильных труб, на весь объем информации задействовано пока 5 жил, т.е. возможности наращивания информационного обеспечения не исчерпаны.

Серьезные возможности совершенствования технологии строительства ГС и, особенно, МЗС представляет освоение электробурения в сочетании с колонной непрерывных бурильных труб. В настоящее время делаются проработки по реанимации электробурения на основе вентильных электродвигателей и канала передачи энергии через непрерывный электросилового кабель, размещенный в непрерывной колонне бурильных труб. Машиностроительный комплекс «Татнефти», возможности «Алнаса» по электродвигателям, ЗАО «Спецкабель» АН РТ по кабелям и, наконец, опыт Башнефти по электробурению делают абсолютно реальным создание малогабаритных коротких электробуров (диаметр 95-108 мм), что значительно облегчит реализацию бурения ГС, БГС, МЗС по короткому и ультракороткому радиусам (6-9 метров).

Как показывает опыт башкирских буровиков и, в какой-то степени, нашей фирмы «Горизонт» (ООО «Татнефть–Бурение»), ориентация на отечественные средства пилотирования (в частности ВНИИГИС, НПФ «Геофизика» (Уфа)) представляется совершенно реальной и необходимой. Требуется дальнейшее форсирование работ по оснащению забойных средств пилотирования датчиками электрокаротажа, акустического каротажа с максимальным приближением датчиков к долоту (за рубежом датчики ГК расположены не за 10-12 м,

а за 3-5 м). Имеется информация, что ведутся работы по размещению датчиков электрокаротажа непосредственно на долоте. Переход к автоуправлению траекторией долота в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора и его нефтенасыщенности станет в ближайшее время реальностью. О роли информационного обеспечения при бурении горизонтальных стволов можно судить по затратам, на которые идут в этой области ведущие зарубежные фирмы. Они, как правило, составляют 30 % от общей сметной стоимости объекта. У нас они не превышают 4-8 %. В идеале надо исключить понятие окончательного каротажа после бурения, – он должен быть доступен одновременно с последним метром долбления.

Наличие оперативной информации особо актуально при бурении на депрессии, которое, как отмечалось, также получает в последние годы большое развитие, хотя ряд вопросов технологии (величина оптимальной депрессии, вид промывочной жидкости и т.д.), назначения метода применительно к конкретным условиям залежи и коллектора требуют своего детального изучения. Представлять эту технологию как панацею от всех недугов заканчивания скважин будет более чем оптимистичным, особенно в условиях наших месторождений. Не надо забывать, что при депрессии вода перемещается со скоростью, кратно большей соотношения вязкостей нефти и воды. От нефти в качестве промывочной жидкости за рубежом перешли на масло с многократным (5-7 раз) повторным его использованием. Опыт «Татнефти» показал, что использование обычных буровых установок со штатной компоновкой бурильных труб делает проблематичным достижение устойчивой и управляемой депрессии на пласт. Это достигается только при бурении с установкой «Колтюбинг» или, по крайней мере, при использовании верхнего привода.

Практика подтверждает, что значительный объем бурения ГС дают реанимация скважин забуриванием боковых стволов, бурение многозабойных скважин и с большим отходом от вертикали для выработки залежей под санитарными зонами и населенными пунктами. Сегодня находится в разработке и испытании ряд технических устройств и технологий по выходу из колонны как со старых стволов, так и вновь строящихся, с учетом создания нескольких забоев по вертикали и в плоскости пласта.

Все в большей степени находит применение технология строительства многозабойных скважин, в которых выход бокового ствола обеспечен заранее в про-

цессе спуска основной колонны с установлением секций в ней из композиционных легкоразбураемых материалов (стеклопластиков), выдерживающих нагрузки при спуске и цементировании колонны. За рубежом уже введен общепризнанный стандарт многозабойных скважин ТАМЛ с семью уровнями конфигурации забоев и скважин. Развита забойная техника избирательного попадания в эти стволы в процессе их эксплуатации.

Ожидается, что многозабойные скважины обеспечат более высокий коэффициент нефтедобычи, позволят существенно уменьшить количество кустовых площадок, обеспечат более эффективное соблюдение мер по охране окружающей среды и снизить общие затраты на разработку месторождений.

Столь бурный интерес к ГС и МЗС (в особенности) связан, с одной стороны, определенными успехами в области техники и технологии строительства таких скважин и, с другой – достижениями в технологии планирования системы разработки нефтяных месторождений с их геолого-гидродинамическим моделированием. У нас пока все это находится в зачаточном состоянии.

Как показала практика строительства и эксплуатации ГС, БГС и МЗС, за эти годы слабым звеном в общей технологической цепи являются: исследование ствола скважины, интенсификация нефтедобычи, изоляция интервалов водопритока.

Прямой перенос на горизонтальные скважины традиционных технологий ОПЗ, ГРП, ограничения водопритоков и других операций, разработанных для вертикальных скважин, не только не дает, как показывает практика, положительного результата, но и приводит к значительным осложнениям в дальнейшей работе горизонтальных скважин.

Анализ технической литературы зарубежных источников показывает, что результаты работ в области водоизоляции в горизонтальных скважинах зарубежные нефтяные компании и фирмы не публикуют. В отечественных источниках также нет публикаций в области капитального ремонта, в частности, ограничения и изоляции водопритоков в ГС.

Способы ОПЗ вертикальных скважин не могут быть использованы в горизонтальных стволах. Проблема осложняется не только необходимостью учета самой физической сущности горизонтального ствола, высокой геолого-минералогической неоднородности материала пласта по протяженности горизонтального

ствола (200...400 м), физико-химических явлений перераспределения и реакций технологических жидкостей в полости горизонтального ствола, но и тем, что на данный момент отсутствуют надежные геофизические методы исследования горизонтальных скважин. Подать кислоту даже на часть длины горизонтального ствола невозможно из-за высокой скорости реакции кислоты, которая активно работает на первых метрах ГС и практически перестает реагировать далее.

ТатНИПИнефть совместно со специалистами ОАО «Татнефть» разработана новая технология ОПЗ горизонтального участка ствола скважины. Технология предусматривает несколько вариантов обработки пласта: поверхностной очистки горизонтального ствола от кольматирующих загрязнений кислотными составами медленного действия (щадящая обработка), а также более глубокой химической обработки пласта с целью создания новых фильтрационных каналов в призабойной зоне. Технология позволяет производить избирательную обработку любого участка ствола скважины с протяженностью от 3 до 50 м, а также полную обработку всего горизонтального ствола в чередующемся режиме. Технология предусматривает использование отечественных материалов и реагентов, выполняется с применением отечественного нефтепромышленного оборудования.

Технология включает замену скважинной жидкости в полости горизонтального ствола на вязкий, инертный к кислоте коллоидный состав, установку башмака колонны НКТ в обрабатываемый интервал, закачку кислотного состава в этот интервал, воздействие кислотой на пласт, перемещение башмака НКТ в следующий интервал горизонтального ствола, закачку следующей порции кислоты и т.д.

Промысловые испытания технологии на объектах ОАО «Татнефть» показали высокую эффективность новой разработки. С 1994 г. началось промышленное внедрение технологии на горизонтальных скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы. Прирост среднесуточного дебита по обработанным объектам составляет от 2 до 10 т/сут.

Обводненность горизонтальных стволов, особенно в карбонатных коллекторах, – это серьезное осложнение, имеющее место почти во всех регионах нефтяной России. Немало скважин простаивает по этой причине.

ТатНИПИнефть разработана новая технология изоляции водопритоков в ГС, заключающаяся в комбиниро-

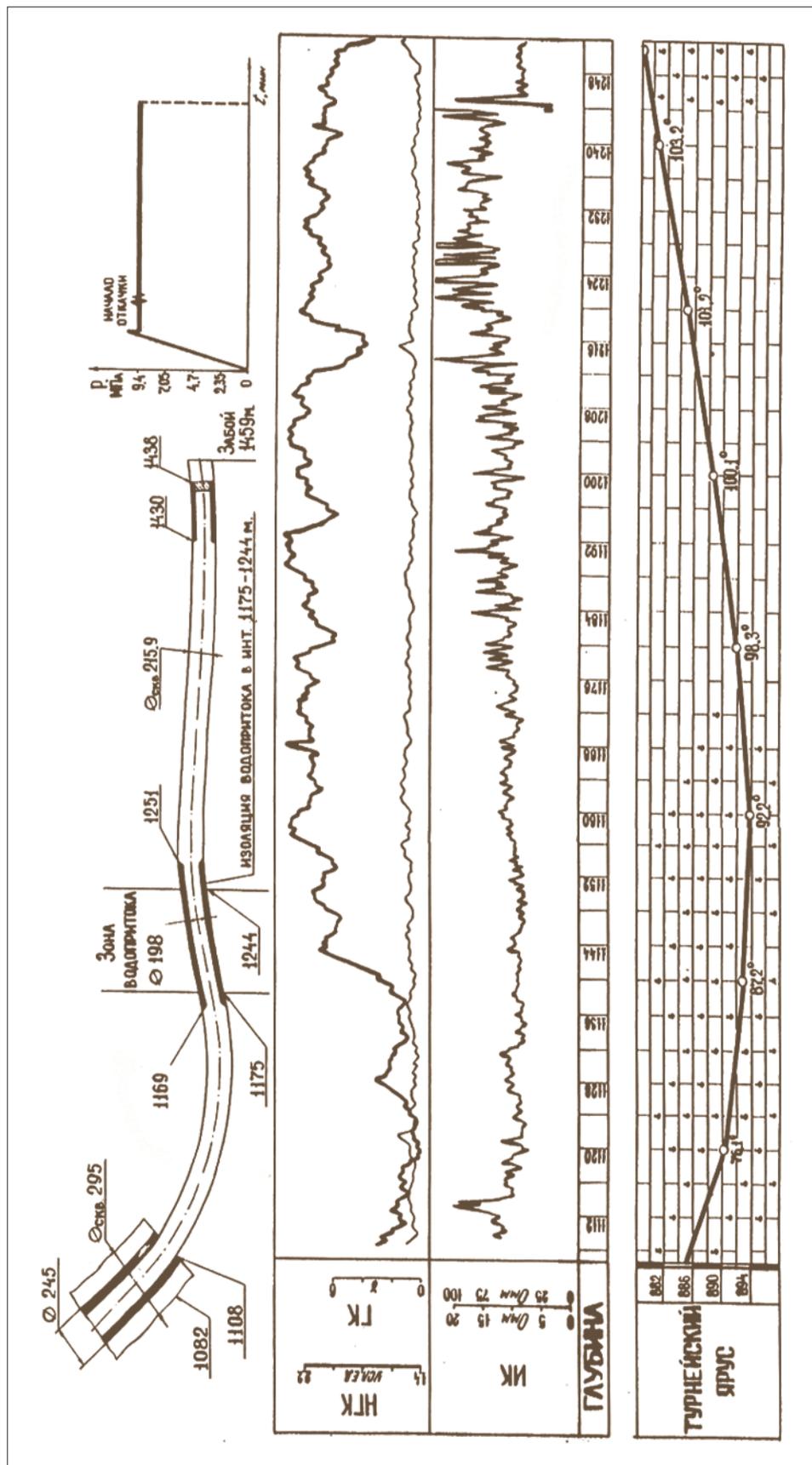


Рис. 4. Технологические показатели водозоляционных работ в скв. 11251 Онбийского месторождения

ванном применении высоковязких водоотклоняющих оторочек и металлического профильного перекрывателя. Суть технологии – предварительной закачкой оторочки структурированной гидрофобной вязкой жидкости в водоносные каналы отодвинуть как можно дальше от горизонтального ствола фронт поступления воды. Чтобы эмульсия под напором пластовых или закачиваемых вод не вышла в полость горизонтального ствола, предлагается перекрыть интервал водопритока металлическим пластырем – профильным перекрывателем конструкции ТатНИПИнефть. При таком подходе взаимодополняющие друг друга по физическому эффекту операции гидродинамического и механического экранирования зоны осложнения позволяют успешно решить поставленную задачу. Экранирующий эффект создается за счет гидрофобной (не смачиваемой водой) природы материала состава, а также особых его реологических свойств. Состав не растворяется водой и слабо размывается в пластовых условиях под напором вод. В то же время за счет гидрофобизации стенок поровых каналов высоковязкий состав резко снижает фазовую проницаемость породы пласта по воде. Экранирующий эффект усиливается за счет роста структурно-механических параметров состава во времени (эффект тиксотропного упрочнения структуры).

Проведенные впервые в 1995-1996 гг. промысловые работы в скв. 11251Г Онбийского месторождения (рис. 4) показали высокую эффективность комплексной технологии водоизоляционных работ, включающей закачку гидрофобного высоковязкого экрана и установку на всю зону водопритока профильного перекрывателя. Эффективность технологии определяется тремя основными факторами: точным инструментальным определением интервала водопритока по длине ГС, приготовлением качественного тампонирующего гидрофобного состава и соблюдением технологии закачки состава в интервал водопритока, а также соблюдением технологии сборки, подготовки и установки профильного перекрывателя точно в интервал водопритока.

Соблюдение всех этих условий позволило снизить обводненность продукции с 90-95 до 15 % («своя вода»). Дебит скважины стабилизировался на уровне 20 т нефти в сутки. Динамический уровень – на устье. При таких параметрах скважина работает более 8 лет.

Первый этап промышленного освоения горизонтальных технологий (1990-2005 гг.), этап проб и ошибок проходит. Познано и сделано немало, но предстоит сделать гораздо больше для эффективной реализации массового освоения этой технологии. Необходимо создать стройную систему разработки нефтяных месторождений с сочетанием ГС с вертикальными скважинами, в том числе и в нагнетательном фонде скважин. Необходимо выработать критерии оптимального объема ГС, БГС, МЗС на залежи, рациональной геометрии горизонтальных стволов и в целом экономических аспектов этой проблемы.

Проектирование таких скважин должно осуществляться коллегиально с привлечением геологов заказчика и подрядчика, геофизиков, технологов по строительству и эксплуатации скважин сложной архитектуры. Изучив опыт зарубежных коллег по заканчиванию ГС, совмещая их с ГРП, необходимо рассмотреть возможности этого варианта для наших геологических условий, в том числе рассматривая ГРП как метод интенсификации эксплуатируемых ГС. Результаты ГРП у нас в массивных карбонатах свидетельствуют о правомерности такой постановки. Дебиты ГС в таких коллекторах в 7÷10 т/сут оптимальными считать нельзя.

И последнее, эффективность технологии строительства скважин сложной архитектуры может быть существенно повышена освоением буровых установок с непрерывной колонной бурильных труб. Как показывает опыт эксплуатации первой буровой установки М-4001 производства группы компаний ФИД (Белоруссия) в АНК «Башнефть», открываются большие возможности в принципиальном совершенствовании конструкции и технологии заканчивания скважин сложной архитектуры.

## МЕТОДИКА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Юсупов И.Г., Амерханова С.И., Катеев Р.И.  
(ТатНИПИнефть)*

**Н**а современном этапе строительства скважин в условиях рыночной экономики и сохранения конкурентоспособности очень важным является оценка качества строительства скважин, особенно на завершающей ее стадии – заканчивании. Это связано с высокими требованиями к эффективности эксплуатационного бурения, качеству строительства скважин, обеспечению потенциального дебита, снижению стоимости буровых работ.

Термин «качество строительства скважин» означает соответствие достигнутого уровня показателей (промежуточных и конечных) законченного строительства горнотехнического сооружения, предназначенного для добычи углеводородного сырья, проектным решениям и требованиям действующих руководящих документов и временных инструкций по технологии бурения и заканчивания скважин нефтегазовых месторождений (пространственные параметры траектории ствола, герметичность и прочность необсаженного ствола, состав и свойства промывочных жидкостей и тампонажных растворов, параметры режима бурения и цементирования обсадных колонн и т.д.).

Важнейшим условием корректности оценки качества строительства является выработка параметров, которые должны быть представлены в виде конкретных критериев, заложенных еще на стадии проектирования, с тем, чтобы заказчик при приеме скважины мог оценить качество фактического исполнения строительства скважин и на этой основе оценить качество работы подрядчиков.

Специалистами ОАО «Татнефть» разработано «Положение об организации строительства скважин и взаимоотношениях между НГДУ ОАО «Татнефть» и буровы-

ми предприятиями при строительстве скважин» [5], по которому предусматривается оценка качества строительства скважины и корректировка ее стоимости.

Перед ТатНИПИнефть была поставлена задача разработать методику оценки качества строительства как отдельных элементов, так и всей скважины в целом, которая должна служить инструментом для реализации указанного документа.

В связи с усложнением геолого-промысловых условий строительства скважин и снижением их добычных возможностей наряду с количественными критериями строительства (скорость, проходка) определяющую роль играют показатели, характеризующие качество проведенных работ. Именно они являются предметом наибольших дискуссий, поскольку до настоящего времени не определены четкие критерии, их определяющие. Кроме того, отсутствует показатель, комплексно характеризующий качество скважины, как объекта для долговременной эксплуатации.

Вопросам оценки качества строительства скважины уделяли большое внимание многие специалисты. Методически приблизились к решению указанной проблемы ряд ведущих институтов страны: ВНИИКРнефть (ныне НПО «Бурение»), ПермьНИПИнефть, ВНИИБТ (ныне ОАО НПО «Буровая техника»), НИИ «Нефтеотдача».

ВНИИКРнефть разработана и опробована на месторождениях Западной Сибири методика оценки качества крепи [6, 7], где уровень качества предлагается характеризовать одним обобщенным показателем, который представляет собой функцию от единичных (групповых, подгрупповых) показателей и выражается средним гармоническим показателем. Крепь скважины рассматривается как гидротехническое инженерное сооружение, свойства которого оцениваются

групповыми показателями (назначения, надежности, технологичности, экологическими), характеризующими работу любого сооружения по ГОСТ 27.002-89. Каждый из них, в свою очередь, подразделяется на подгрупповые показатели, которые включают ряд единичных. Для единичных показателей на основании требований нормативно-технической документации и анализа функций распределения этих показателей установлены уровни качества и ограничения. Натуральному значению единичного показателя ставится в соответствие его желательность, безразмерная величина которого вычисляется по формулам. Качество крепи скважины оценивается по безразмерному значению обобщенного показателя. При этом область значений  $0,8 \leq D < 1,0$  соответствует отличному;  $0,63 \leq D < 0,8$  – хорошему;  $0,37 \leq D < 0,63$  – удовлетворительному;  $0,37 \leq D < 0,2$  – плохому;  $D < 0,2$  – очень плохому качеству крепи.

Данная методика изобилует большим количеством разрозненных информационных данных и излишне детализированных расчетов. Возможно, она представляет интерес с научной точки зрения для планирования качества крепи группы скважин, но довольно сложна для практического применения.

Методика ПермНИПИнефть [3] посвящена оценке качества строительства и заканчивания скважин и включает оценку профиля ствола скважины; качества цементирования скважины; качества вскрытия продуктивных пластов; ущерба окружающей среде. В данной методике определяется поэлементно каждый критерий, затем общий коэффициент качества строительства и заканчивания. Умножением сметно-фактической или договорной стоимости на коэффициент качества оценивается стоимость законченной строительством скважины.

Наиболее важной заслугой методики ПермНИПИнефть является то, что впервые было предложено производить оплату «Подрядчика» в зависимости от качества выполненной работы по определенным критериям. Но широкого промышленного внедрения данная методика не имела.

Более приблизились к цели разработчики «Методики объективной оценки качества работ буровой бригады» (ВНИИБТ) [1, 2], которая является первой производственной попыткой, призванной в условиях рыночных экономических отношений помочь «Заказчику» оценить, насколько точно «Подрядчик» в лице буровой бригады провел скважину в соответствии с основными рекомендациями Проекта на строительство

скважин. Подобная методика широко используется за рубежом институтом супервайзеров.

В данной методике качество работы буровой бригады оценивается по трем комплексным показателям: по качеству исполнения технологии бурения; качеству исполнения крепления скважины; качеству вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины. Каждый из комплексных показателей включает ряд единичных. При расчете параметров по проекту и фактически достигнутых с целью определения точности их исполнения в данной методике используются некоторые положения теории вероятности и математической статистики. Обобщенный коэффициент определяется как среднеарифметическое значение всех коэффициентов. Анализ полученных коэффициентов качества исполнения работ производится следующим образом: если обобщенный коэффициент  $K > 0,8$ , оценка «Подрядчика» за точность выполнения им рекомендаций Проекта признается «отличной» и бригада получает премию; если обобщенный коэффициент находится в пределах  $0,63 < K < 0,8$ , работа оценивается на «хорошо» и бригада получает тариф; если обобщенный коэффициент находится в пределах  $0,37 < K < 0,63$ , работа «Подрядчика» оценивается на «удовлетворительно» и вступает в силу оговоренная в договоре система штрафов; если обобщенный коэффициент  $K$  или хотя бы один из коэффициентов  $K_1, K_2, K_3$  окажется меньше  $0,37$ , работа «Подрядчика» оценивается как «неудовлетворительная», и «Заказчик» имеет право обратиться в Арбитражный суд с тем, чтобы заставить «Подрядчика» возместить расходы по скважине.

Основное достоинство данной методики в том, что она представлена в виде компьютерной программы. Мы считаем, что предложенный подход для разработки методики оценки качества строительства скважин месторождений Татарстана можно взять за основу. Но, на наш взгляд, в методике имеется и ряд существенных недостатков. Во-первых, второй комплексный показатель, характеризующий качество исполнения крепления скважины, не содержит конкретных количественных величин, отражающих качество строительства каждой конкретной скважины. Во-вторых, введение поправочных коэффициентов, определяемых по формулам математической статистики, могут вызвать недоверие к полученным результатам в случае конфликтных ситуаций. И, наконец, усреднение коэффициентов приводит к нивелированию результатов отдельных показателей.

«Методика оценки уровня качественных и технико-экономических показателей технологии бурения и

заканчивания нефтяных и газовых скважин», разработанная специалистами НИИ «Нефтеотдача» [4] базируется на следующих основных требованиях:

- использовать основной системный принцип при оценке технологических показателей – сквозное и взаимосвязанное рассмотрение всех этапов бурения и заканчивания как единой горнотехнической системы;
- содержать комплекс обобщенных критериев и показателей, отражающих влияние геолого-промысловых условий и технологических процессов на конечные показатели строительства скважин;
- включать сравнительную информационную базу данных, содержащуюся в первичной и отчетной документации предприятий, которая характеризует качественные и технико-экономические показатели строительства скважин с учетом действующих регламентов и нормативных документов.

Согласно данной методике основными показателями качества являются: техническое состояние ствола (герметичность и гидромеханическая прочность стенок скважины); процесс разрушения горных пород; изоляция нефтегазонасыщенных пластов от невовлекаемых в разработку флюидонасыщенных пластов продуктивной толщи.

Положительной стороной методики является то, что она позволяет сравнить эффективность применяемых технологий бурения и заканчивания и установить экономически эффективную и технически целесообразную область их применения.

Основным недостатком данной методики является то, что предложенные критерии не позволяют оценить качество построенной скважины в процессе ее сдачи «Заказчику», на основании чего производится корректировка стоимости скважины.

Анализ публикаций по рассматриваемому вопросу свидетельствует о том, что имеющиеся на сегодня методические подходы к интегральной оценке качества строительства скважины не позволяют оценить качество строительства каждой конкретной скважины ввиду отсутствия количественных критериев, которые, как мы считаем, должны быть инструментально подтверждены геофизическими методами.

Методика, разработанная в ТатНИПИнефть, позволяет охарактеризовать качество скважины посредством поэлементной оценки показателей по отдельным этапам ее строительства, где скважина рассматривается как горнотехническое сооружение, имеющее ряд качественных характеристик, отклонение от которых

приводит к изменению эффективности ее эксплуатации. Формирование таких качественных характеристик происходит последовательно в процессе бурения скважины до кровли продуктивных отложений и операций заканчивания скважины – первичного вскрытия продуктивной толщи, крепления и разобщения флюидонасыщенных пластов, вторичного вскрытия продуктивных пластов, освоения и ввода скважины в эксплуатацию.

Основным показателем качества построенной скважины является выполнение «Подрядчиком» проекта. Проект разрабатывается по заданию «Заказчика» и должен обеспечить максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта и соблюдение требований по охране недр и окружающей среды.

Требования по достижению качественных показателей строительства скважин, установленных проектом и действующими регламентами, сводятся к следующим:

- соответствие пространственных параметров траектории ствола (азимута, зенитного угла и круга допуска) проектным показателям;
- обеспечение показателей технического состояния необсаженного ствола (герметичность, прочность и устойчивость стенок скважины) установленным допускам их изменения;
- выполнение проектных решений и действующих регламентов по защите коллекторских свойств призабойной и удаленной зон продуктивных пластов от загрязнения в процессе заканчивания скважин;
- соответствие промежуточных и конечных показателей крепления скважин (типа и свойств цементного раствора-камня, режима цементирования, высоты подъема, сплошности, однородности цементного камня, герметичности заколонного пространства) проектным решениям;
- выполнение с должным качеством заложенного в проекте объема промыслово-геофизических исследований по информационному обеспечению корректной оценки качественных показателей строительства скважины.

Исходя из изложенного, основными показателями, характеризующими качество строительства скважин, являются:

- соблюдение заданной траектории ствола скважины;
- выполнение запланированного объема геолого-геофизических исследований;

Оценка качества строительства скважин согласно РД 153-39.0-349-05

| Коэфф.          | Наименование параметра   | Значение     |              |
|-----------------|--|--------------|--------------|
|                 |  | Скв. № 29010 | Скв. № 32729 |
| К <sub>1</sub>  | Интенсивность искривления ствола скважины в интервале выше зоны установки электропогружных и штанговых насосов | 0,8          | 1,0          |
| К <sub>2</sub>  | Интенсивность искривления ствола скважины в зоне работы насосного оборудования                                 | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>3</sub>  | Интенсивность искривления ствола скважины ниже интервала установки глубинного насосного оборудования           | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>4</sub>  | Максимальный зенитный угол в зоне установки насосов  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>5</sub>  | Попадание в «круг допуска»   | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>6</sub>  | Общая длина пространственной кривой ствола скважины  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>7</sub>  | Проводка скважины в проектном «коридоре» по азимуту  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>8</sub>  | Обеспечение выноса заданного объема керна  | –            | –            |
| К <sub>9</sub>  | Обеспечение первичной подготовленности ствола скважины к проведению геофизических исследований                 | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>10</sub> | Выполнение планов работ по подготовке к вскрытию и вскрытию продуктивного пласта                               | 0,95         | 1,0          |
| К <sub>11</sub> | Высота подъема цемента за направлением   | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>12</sub> | Высота подъема цемента за кондуктором  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>13</sub> | Качество цементирования кондуктора   | 0,9          | 0,563        |
| К <sub>14</sub> | Высота подъема цемента за эксплуатационной (промежуточной) колонной  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>15</sub> | Качество цементирования эксплуатационной колонны по стволу скважины  | 0,85         | 0,401        |
| К <sub>16</sub> | Качество цементирования эксплуатационной колонны в проектных и возвратных продуктивных отложениях              | 0,67         | 0,247        |
| К <sub>17</sub> | Качество цементирования промежуточной колонны  | –            | –            |
| К <sub>18</sub> | Центрирование эксплуатационной колонны   | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>19</sub> | Герметичность эксплуатационной колонны   | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>20</sub> | Заколонные перетоки при первичном освоении скважины  | 1,0          | 1,0          |
| К <sub>21</sub> | Параметр ОП  | –            | –            |
| ВСЕГО           |  | 0,95         | 0,85         |

На основании «Положения об организации строительства и взаимоотношениях между НГДУ ОАО «Татнефть» и буровыми предприятиями при строительстве скважин» с учетом полученных значений коэффициентов производится корректировка стоимости работ.

- обеспечение качества крепления;
- обеспечение качества вскрытия и потенциальной продуктивности пластов.

Перечисленные групповые показатели включают единичные ( $n$ ), характеризующиеся определенными критериями. Оценка качества единичных показателей производится по величине коэффициента  $K_n$ . При значении  $K_n=1$  выполнение данного параметра полностью соответствует требованиям проекта.

Показатели, характеризующие качество строительства, представлены на рисунке. Разработаны и величины понижения коэффициентов при невыполнении предельных условий.

Приказом по ОАО «Татнефть» с 10 сентября 2005 года «Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть» РД 153-39.0-349-05 введена в действие. С этого момента в НГДУ и буровых предприятиях ОАО «Татнефть» согласно разработанной Методике осуществляется оценка качества строительства всех построенных скважин, количество которых на сегодняшний день составляет 97 скважин (за исключением боковых стволов).

По результатам оценки отдельных параметров составляется акт оценки качества строительства скважин, согласованный главным инженером УБР и утвержденный главным инженером НГДУ, где указываются полученные величины коэффициентов и подводится их суммарный итог. В целом величина итогового коэффициента варьировалась от 1 до 0,7. В качестве примера в таблице приводится результат оценки качества строительства скв. 29010 и 32729.

На основании «Положения об организации строительства скважин и взаимоотношениях между НГДУ ОАО «Татнефть» и буровыми предприятиями при строительстве скважин» с учетом полученных значений коэффициентов производится корректировка стоимости работ с условием, что общее снижение не должно превышать 10 % от стоимости скважины. В

приведенном примере в скв. 32729 стоимость работ снижена на 2,4 %.

С целью улучшения показателей, снижающих качество строительства, ТатНИПИнефть регулярно проводится их анализ. В частности, выполнена большая работа по анализу качества крепления скважин, построенных с 2001 по 2005 гг., в результате которого выявлены основные факторы, ухудшающие качество крепления, разработаны и утверждены руководством ОАО «Татнефть» программы по повышению качества крепления, в том числе для скважин с боковыми стволами. На основе полученных выводов перерабатывается РД по креплению скважин, проводятся опытно-промышленные работы по внедрению новых технологий, осуществляется сервисное сопровождение по креплению скважин с использованием технологий ТатНИПИнефть.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белоруссов В.О. Методика объективной оценки качества работ буровой бригады (метод сертификации подрядчика). – М.: 2002. – 19 с.
2. Белоруссов В.О. Проблема оценки качества законченной скважины решена // Бурение. – 2002. – № 4. – С. 36-38.
3. Методика оценки качества строительства и заканчивания скважин. – Пермь, 1995. – 19 с.
4. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. – Уфа: ТАУ, 1999. – С. 382-396.
5. Положение об организации строительства скважин и взаимоотношениях между НГДУ ОАО «Татнефть» и буровыми предприятиями при строительстве скважин. – Альметьевск, 2005. – С. 37.
6. РД/РХ-0147009-002-85. Методика оценки качества крепления скважин на месторождениях Западной Сибири. – Краснодар, 1985. – 49 с.
7. РД 39-1-1112-84. Методика оценки надежности крепи скважин. – Краснодар, 1985. – 81 с.

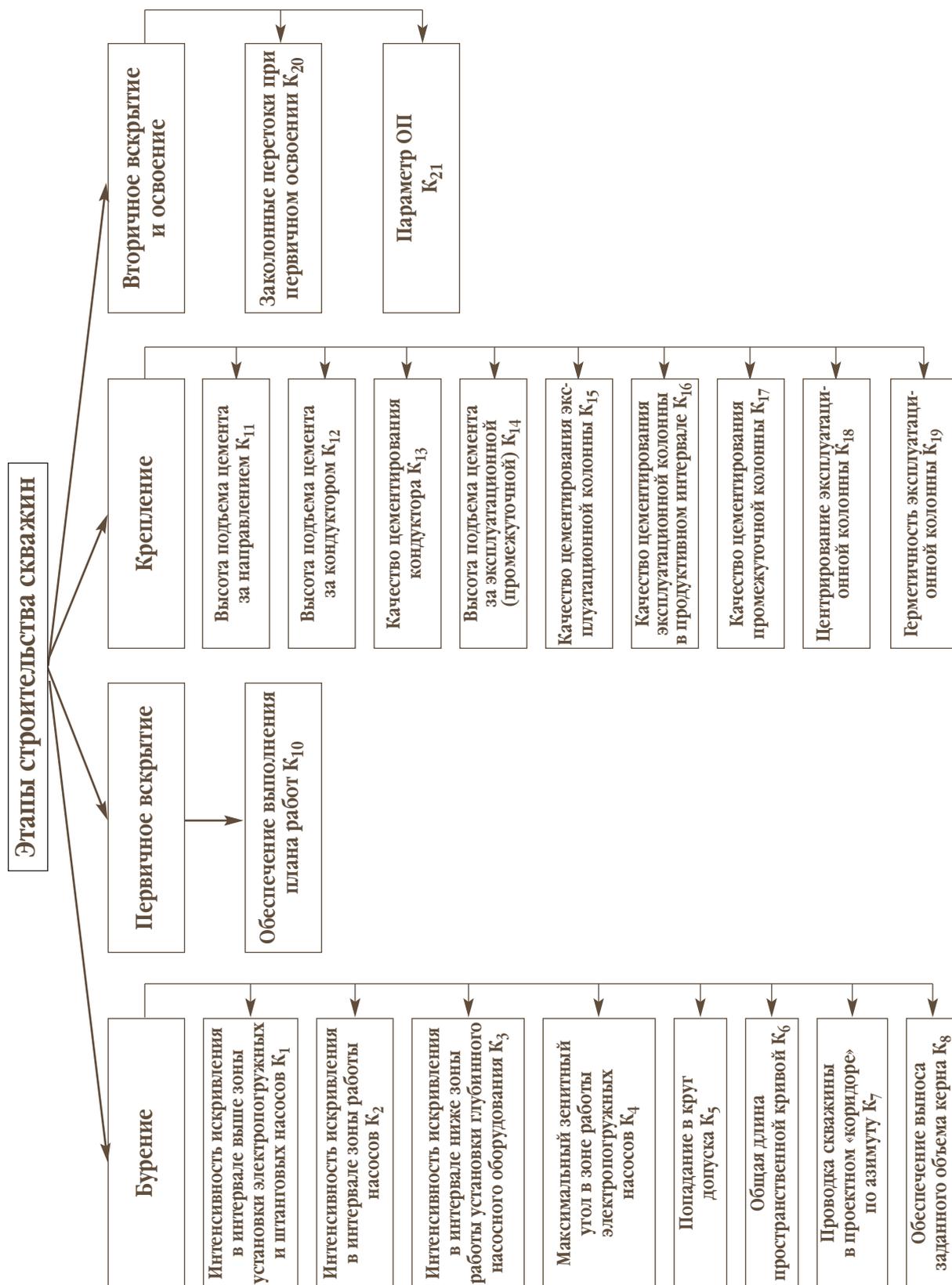


Рис. Параметры оценки качества строительства по методике «ТатНИИнефть»

## ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ РАСШИРЯЕМЫХ ТРУБНЫХ СИСТЕМ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Абдрахманов Г.С. (ООО «Татнефть-Регионы»),  
Ибатуллин Р.Х., Хамитьянов Н.Х.  
(ТатНИПИнефть)*

**Н**ачало научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ – 1975 год. ТатНИПИнефть совместно с Уральским политехническим институтом (УПИ г. Екатеринбург) разработаны теоретические основы производства расширяемых в поперечном сечении профильных обсадных труб, включая определение энергосиловых параметров процессов их профилирования путем холодного волочения через фильеру и редуцирования одного концевой участка – 1977 год. В этом же году в Лениногорском УБР были установлены в скв. 17547 три профильных перекрывателя длиной по 10 м для изоляции кавернозных участков зоны поглощения бурового раствора.

Совместно с институтом электросварки им. Е.О. Патона Академии наук Украины (г. Киев) разработана технология электросварки профильных труб между собой, и в 1978 г. в Альметьевском УБР установлен профильный перекрыватель длиной 30 м [1]. В этом же году была выявлена закономерность изменения сечения профильной части труб в процессе расширения под действием гидравлического давления и степень устойчивости их в скважине от осевых и радиальных нагрузок и перепада давления, возникающих при бурении скважины после установки профильного перекрывателя. С 1979 по 1981 гг. установлены на скважинах «Татнефти» 97 перекрывателей со сварным соединением профильных труб. Наибольшая длина перекрывателя составила 121 м.

В 1979 г. совместно с УПИ проведены теоретические исследования напряженно-деформированного состояния металла и степени использования ресурса пластичности материала труб, путем решения задач на ос-

нове безразрывного поля формоизменения очага деформации при профилировании роликами и разработано профилирующее оборудование для производства профильных труб с двумя цилиндрическими концами.

В 1980 г. совместно с ВНИИБТ разработано резьбовое соединение профильных труб для оборудования локального крепления скважин ОЛКС-216У, устанавливаемых в скважине с расширением труб на 12%, т.е. с частичным уменьшением диаметра скважины. Разработана математическая модель расширения цилиндрических концов с резьбовыми соединениями методом тангенциальной раскатки и созданы шарошечные и роликовые развальцеватели.

В 1981 г. впервые в Лениногорском УБР на скв. 18616 установлен перекрыватель длиной 81 м с резьбовым соединением профильных труб (рис. 1, а) [1].

Применение перекрывателей со сварными и резьбовыми соединениями профильных труб полностью решило проблему изоляции зон поглощения бурового раствора независимо от кавернозности ствола скважины и интенсивности поглощения [2].

В 1980-1983 гг. разработано оборудование для ремонта промежуточных и эксплуатационных колонн (рис. 1, б, в, г) [1].

В 1984-1985 гг. разработаны технология и оборудование для удлинения обсадных колонн снизу без уменьшения внутреннего диаметра состыкованных колонн (рис. 2, а) [1,3].

С 1985 по 1988 гг. совместно с УПИ и ИЗТМ (Иркутским заводом тяжелого машиностроения) велись исследования по созданию уникального волочильно-профилирующего стана усилием 100 тонн, установки по подготовке концов труб для нарезки резьб и вспомогательного оборудования для производства про-

фильных перекрывателей, которые были изготовлены в ИЗТМ и переданы ЗАО «Перекрыватель».

В 1987 г. разработана технология наращивания профильного перекрывателя сверху (рис. 2, б) [1].

В 1988 г. разработана технология изоляции высококавернозных зон обвалов, возникающих при бурении и эксплуатации наклонных и горизонтальных скважин (рис. 3, а, б) [4].

С 1988 по 1992 гг. технология и оборудование патентовались в зарубежных странах. Номера некоторых патентов основного метода крепления расширяемыми трубами приведены в [5].

В 1990 г. разработана технология изоляции водопроявляющих пластов в наклоннонаправленных скважинах без уменьшения их диаметра. В 1991-1992 гг. – технология и оборудование для подвески хвостовиков-фильтров в боковых горизонтальных стволах, которые применены в двух скважинах, пробуренных компанией «Истмен Кристонсон» (рис. 3, в) [1].

В 1993 г. – технология и инструменты для удлинения снизу самих профильных перекрывателей без уменьшения диаметра скважины (рис. 2, в) [1, 3].

В 1994 г. – технология защиты продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементным растворами (рис. 4, а) [6], в 1995 г. – хвостовик для крепления продуктивных пластов без цементирования (рис. 4, б) [7], в 1996 г. – технология изоляции зон водопритоков в необсаженных горизонтальных скважинах (рис. 5) [8].

С 1988 по 1994 гг. совместно с проектной частью ТатНИПнефть были разработаны проекты и ТЭО на строительство заводов по производству перекрывателей в Краснокамске, Калуше (Украине), Нефтекамске и Азнакаеве. После рассмотрения проектов было принято решение строить завод в г. Азнакаево и организовано ЗАО «Перекрыватель». Пусковой комплекс завода был завершён в 1999 г.

С 1999 г. совместно с ЕСНИО (г. Екатеринбург) ведутся исследования и создано оборудование для локального крепления скважин в условиях высоких температур и больших перепадов давления с учетом применения его в зарубежных странах.

Используя опыт применения профильных перекрывателей для удлинения обсадных колонн и самих перекрывателей снизу, в 2001 г. были успешно осуществлены работы в скв. 818 БТ на тяжелейшем по характеру осложнений месторождении Белый Тигр во

Вьетнаме. Бурение этой скважины было осложнено зонами поглощения бурового раствора в формации нижнего миоцена с одновременным наличием интенсивных обвалов горных пород. Из-за частых прихватов бурового инструмента бурение было остановлено, и скважина 3 года простояла в консервации. Зоны поглощения бурового раствора, а также интервалы обвалов пород были перекрыты в 2 этапа двумя комплектами сварных профильных перекрывателей, герметично состыкованных в скважине между собой и обсадной колонной диаметром 245 мм (рис. 6, а) [1, 3]. Дальнейшее бурение долотом диаметром 215,9 мм до глубины 4010 м на утяжеленном до 1,64 т/м<sup>3</sup> растворе, а также спуск и цементирование хвостовика диаметром 194 мм в интервале 321–4010 м были проведены без осложнений. При этом перепад давления на состыкованный перекрыватель составил 19 МПа. Скважина с 2001 года находится в эксплуатации.

В 2000-2001 гг. разработан надежный и простой в эксплуатации отклонитель для забуривания дополнительного ствола из скважины, в котором в качестве якорного узла использована профильная экспандируемая труба [1]. Серийное производство отклонителей организовано на Бугульминском механическом заводе.

В 2002-2003 гг. разработано новое резьбовое соединение для профильных труб, которое после расширения на 22 % выдерживает перепад давления до 22-25 МПа. Профильные перекрыватели с такими резьбовыми соединениями были установлены в скважине 41-KL месторождения Купал в Иране (рис. 6, б) и в трех скважинах в Китае (рис. 6, в), в особо сложных горно-геологических условиях перекрываемых зон поглощений бурового раствора, сложенных породами Shale (аргелитами), в которых происходили не только постоянное увеличение каверн, но в отдельных интервалах и сужение ствола скважины.

В Иране в скважине 41-KL за один прием был установлен профильный перекрыватель длиной 434,5 м, в котором было 15 резьбовых и 40 сварных соединений.

Это мировая рекордная длина расширяемой системы, установленной в открытом необсаженном стволе без уменьшения диаметра скважины и без цементирования, вместо промежуточной обсадной колонны.

Всего применено более 1100 перекрывателей, в том числе в Татарстане – 769 для изоляции зон ослож-

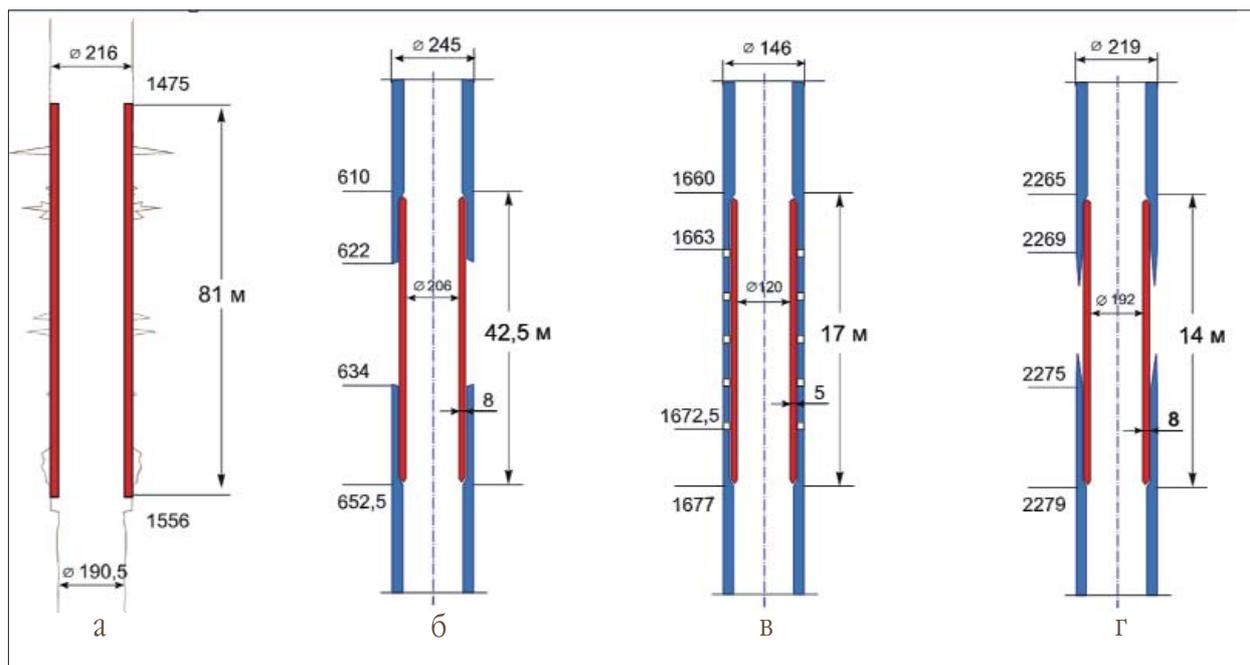


Рис. 1. Изоляция зоны поглощения и ремонт обсадных колонн: а – изоляция зоны поглощения бурового раствора на скв. 18616 ПШ с резьбовым соединением профильных труб; б – перекрытие интервала разрыва обсадной колонны на скв. 51 Печорской НГРЭ; в – перекрытие интервала перфорации в скв. 9877 в Татарстане; г – перекрытие изношенного участка обсадной колонны на скв. 35 ПГО «Ямалгеология»

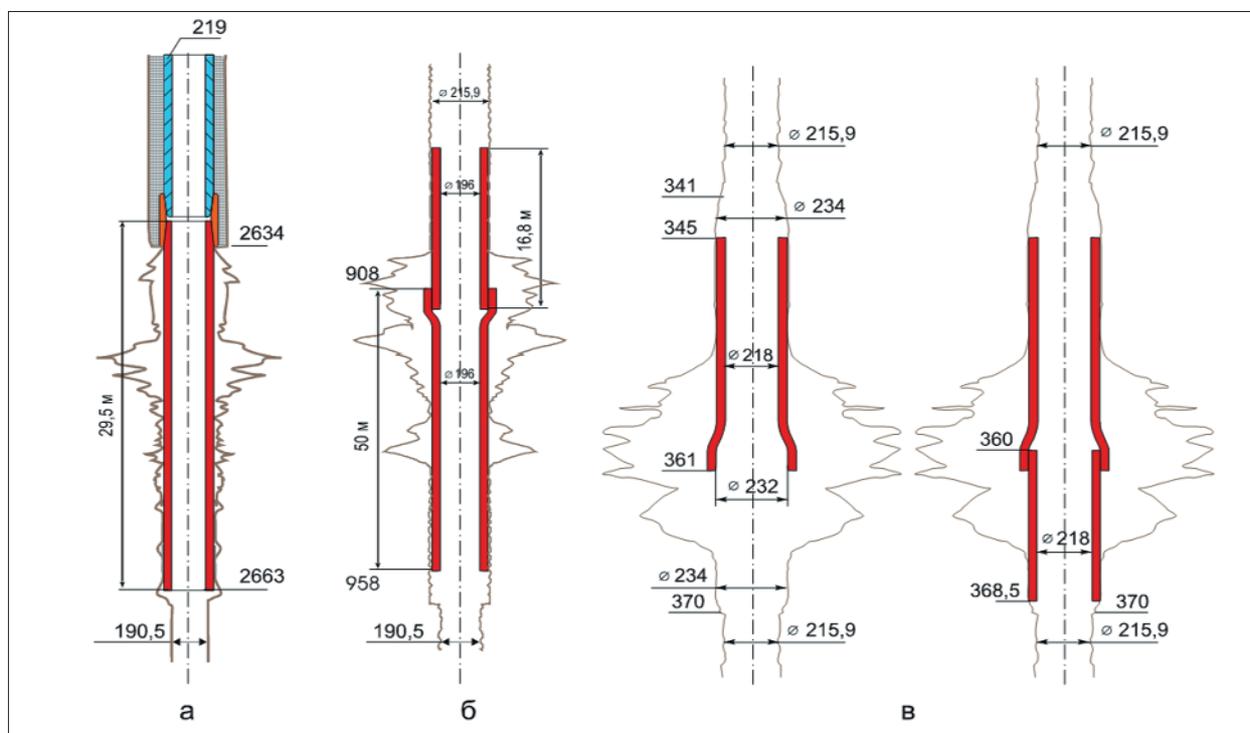


Рис. 2. Удлинение обсадных колонн и профильных перекрывателей в скважине: а – удлинение колонны диаметром 219 мм снизу на скв. 160 Верхне-Катангской площади Братской НГРЭ; б – наращивание ПШ сверху в скв. 14124 на Абдрахмановской площади в Татарстане; в – поинтервальная изоляция зоны поглощения и обвалов пород в скв. 202 Гараевской площади Самарского УБР

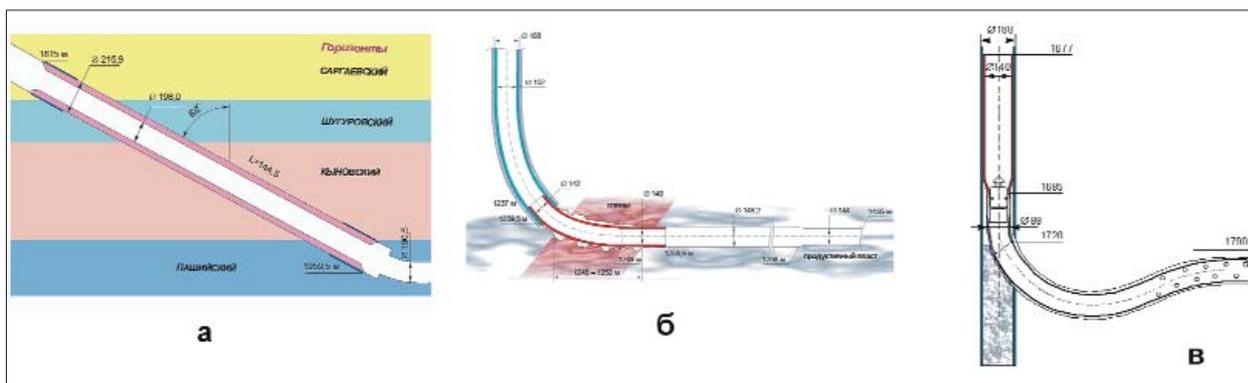


Рис. 3. Изоляция зон осыпания и подвеска хвостовика-фильтра в процессе бурения и эксплуатации горизонтальных скважин: а – перекрытие зоны осыпания кыновского горизонта при бурении горизонтальной скв. 39454; б – перекрытие зоны осыпания глин в эксплуатационной горизонтальной скв. 1623 «Г»; в – подвеска хвостовика-фильтра в боковой горизонтальной скв. 14076. Все указанные работы проведены в Татарстане

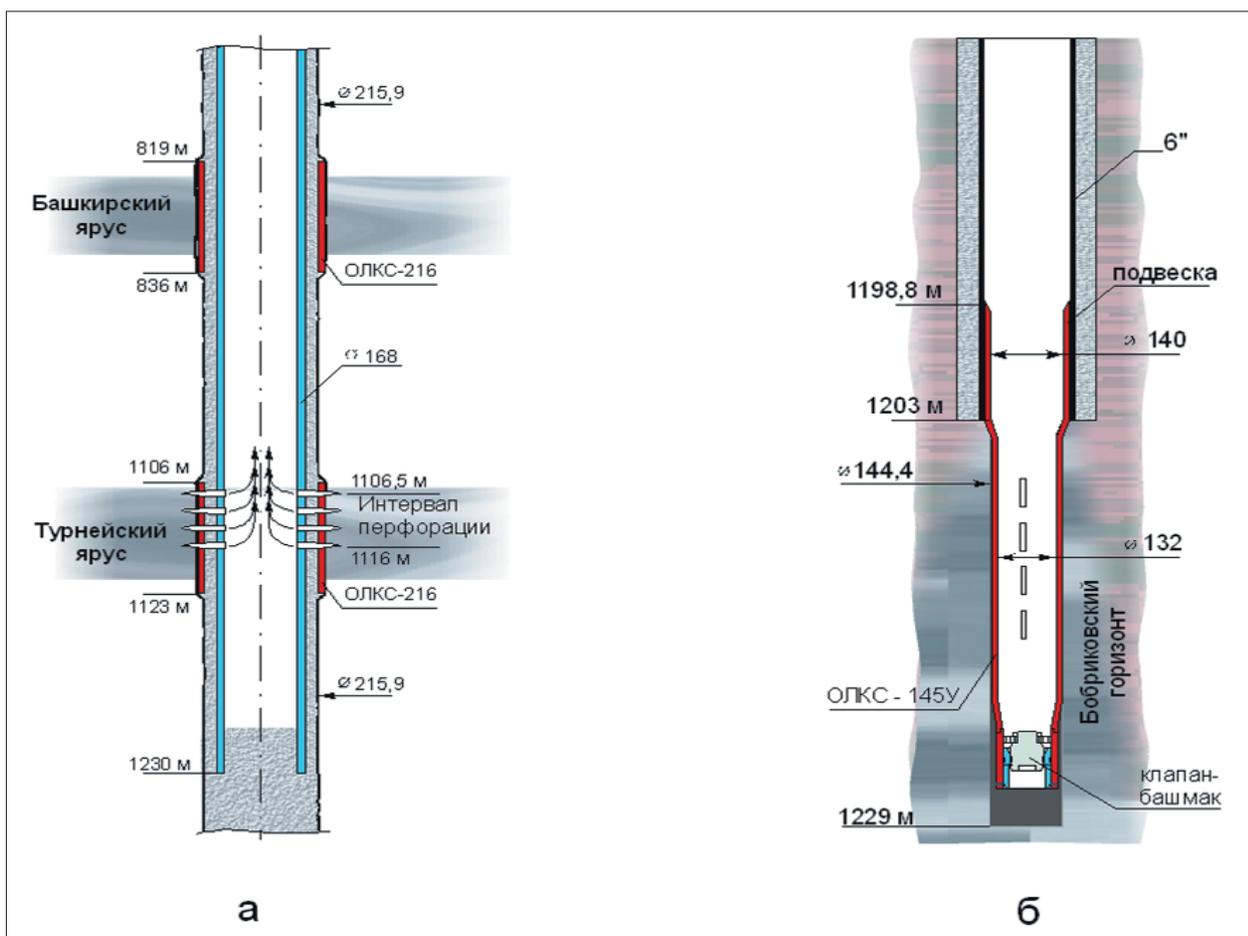


Рис. 4. Технология сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов: а – изоляция нефтяных пластов сразу же после вскрытия на скв. 3484 Летнего месторождения; б – крепление продуктивного пласта без цементирования на скв. 2586 Мельниковского месторождения в Татарстане

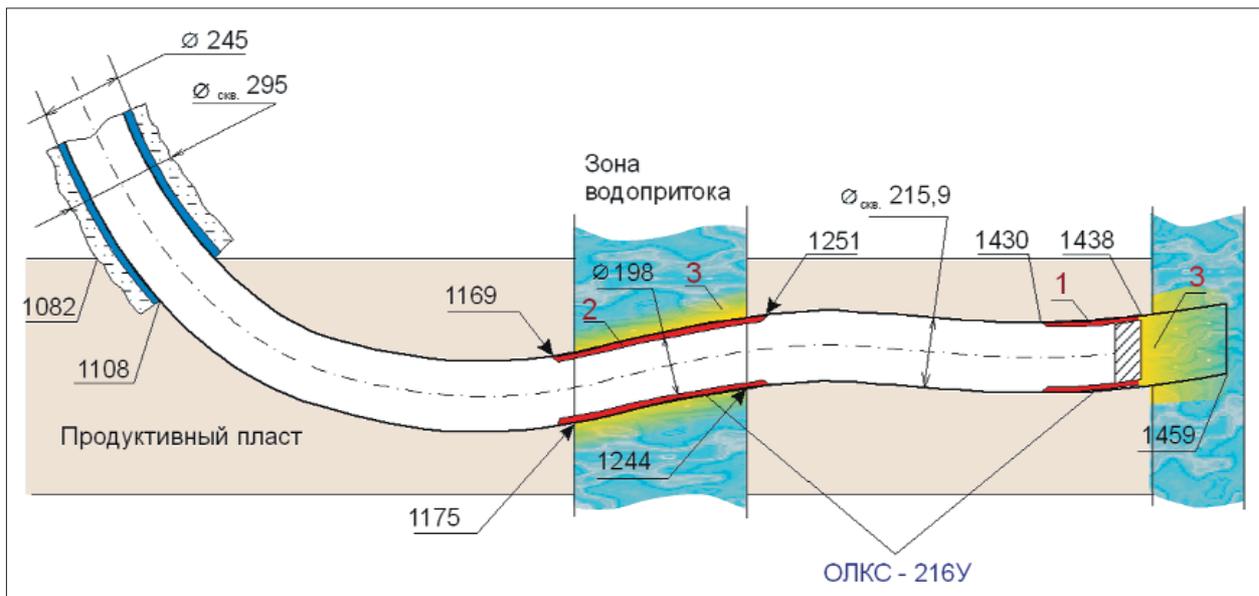


Рис. 5. Изоляция зон водопритока в горизонтальном необсаженном стволе скв. 11251 Онбийской площади в Татарстане

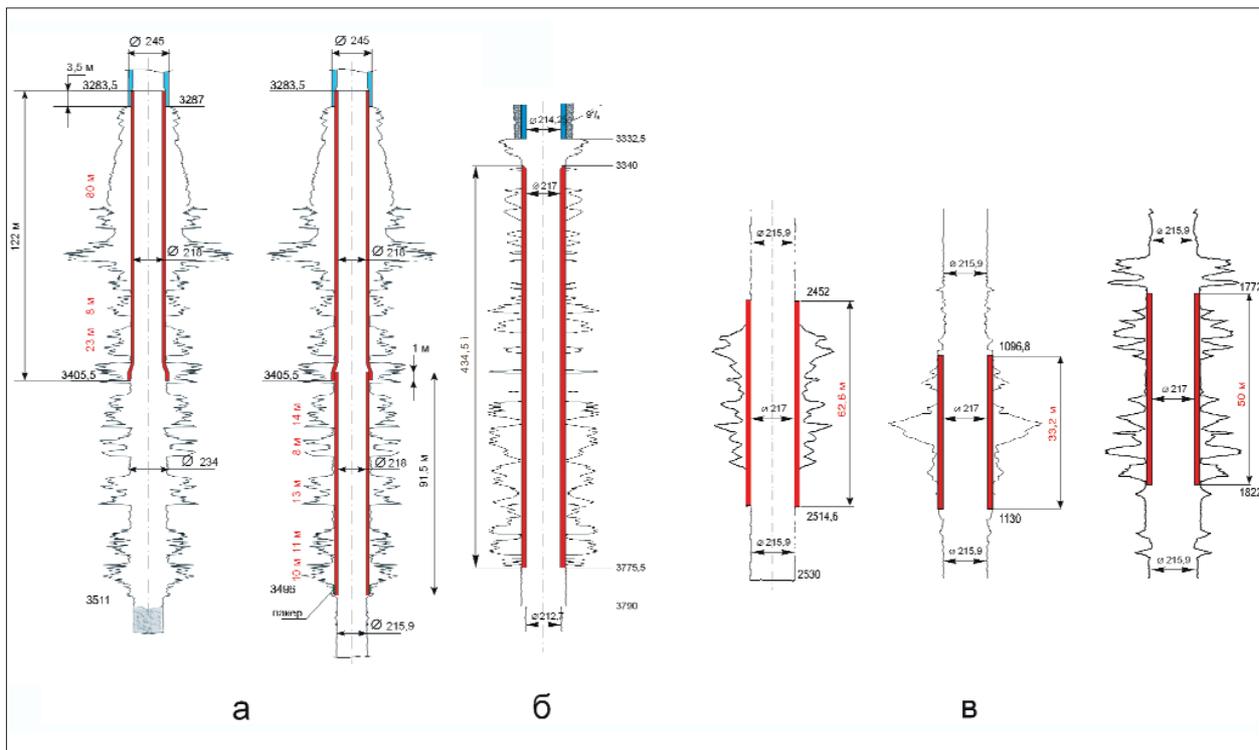


Рис. 6. Применение профильных перекрывателей в особо осложненных скважинах за рубежом, где поглощения бурового раствора сопровождалось интенсивными обвалами пород: а – скв. 818 «Белый Тигр», СП «Вьетсовпетро», Вьетнам; б – скв. KL-41 месторождения Купал в Иране; в – скв. L7-71, № 3-8-н/н-216 и № 2-5-283 в Китае

нений, возникающих при бурении скважин, и для ремонта эксплуатационных и промежуточных колонн.

С целью сокращения времени на крепление зон осложнений в 2005 г. разработана новая расширяемая система «Татнефти», позволяющая устанавливать профильный перекрыватель в скважине за одну спуско-подъемную операцию. Такие работы проведены в Татарстане на трех скважинах. Общая затрата времени, включая расширение ствола скважины и геофизические исследования, на установку профильных перекрывателей длиной 49 м, 67 м и 66 м без уменьшения диаметра скважины составила 27 часов на первой скважине и по 40 часов на двух последующих. При использовании ранее применяемой технологии на такие работы затрачивается от 7 до 10 суток.

Дальнейшие усилия ученых «Татнефти» будут направлены на разработку расширяемых систем нового поколения, где профильные трубы будут применены только в качестве якорей, а основу колонны составят цилиндрические расширяемые трубы. Такие системы снизят стоимость работ по перекрытию зон осложнений в два раза. После этого можно будет разработать технологию и оборудование для строительства скважин монодиаметра.

Для ускорения развития науки и практики в этой области, а также для расширения круга специалистов, занимающихся внедрением этого прогрессивного метода как в нашей стране, так и в зарубежных нефтяных компаниях, профессором Г.С. Абдрахмановым подготовлено и в 2003 г. опубликовано учебное пособие для ВУЗов «Крепление скважин расширяемыми трубами». Подготовлено к печати это же учебное пособие на английском языке.

На разработки по расширяемым системам «Татнефти» получено более 35 патентов Российской Федерации и 50 патентов зарубежных стран.

Решениями международных жюри технология и оборудование локального крепления скважин награждены золотыми медалями «Архимед -2001» (г. Москва), а также крупнейшей Американской выставки 2001 г. INPEX XVII (г. Питсбург).

## Список литературы

1. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин расширяемыми трубами. Учебное пособие для высших учебных заведений: Издательский дом «РОСИНГ», 2003. – 228 с.
2. Опыт применения профильных перекрывателей А219/216 в Альметьевском УБР / Г.С. Абдрахманов, А.Г. Зайнуллин, Р.Х. Ибатуллин, Т.Н. Бикчурин, Р.С. Табидуллин // РНТС. Бурение. – 1981. – № 11. – С. 8-9.
3. Takhautdinov Sh. F., Kaveev Kh.Z., Abdrakhmanov G.S., et. al.: «Liners extend casing length without wellbore diameter loss», Oil and Gas Journal, Aug.12, 2002. – Pp.41-43.
4. Ibragimov N. G., Kaveev Kh.Z., Abdrakhmanov G.S., et. al.: «Expandable liners isolate sloughing zones in directional, horizontal wells», Oil and Gas Journal, Jan.6, 2003. – Pp. 42-44.
5. Abdrakhmanov G.S. и др. Metod of construction of Multiple-String wells.  
Патенты: США № 4876322 (с 11.12.1990 г.), Китая № 14939 (с 26.05.1989 г.), Канады № 1301635 (с 26.05.1992 г.), Мексики № 171802 (с 23.01.1989 г.), Европейского патентного ведомства № 353309 (Германия, Великобритания, Франция, Италия с 22.11.1988 г.).
6. Abdrakhmanov G.S., TatNIPIneft Bugulma Tatarstan, Ibatullin R.Kh. International Neftegaz Consultants Bugulma Tatarstan, Brad Robinson, Bill Powell S.A. Hold [tch e Associates Inc. Houston. «Isolation profile liner helps stabilize problem well bores», Oil and Gas Journal, International Petroleum News Technology. Week of September II, 1995, vol. 93, № 37. – Pp. 50-52.
7. Takhautdinov Sh. F., Ibragimov N. G., Abdrakhmanov G.S., et. al.: «Expandable liners Protect Permeable Zones in Russian Oil Wells», Oil and Gas Journal, Jan. 6, 2003. – Pp. 39-41.
8. Takhautdinov Sh. F., Ibragimov N. G., Abdrakhmanov G.S., et. al.: «Expandable liners isolate water influx from directional, horizontal wells», Oil and Gas Journal, Aug.19, 2002. – Pp. 53-56.

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПРОФИЛЬНЫМИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯМИ

*Ахмадишин Ф.Ф., Мелинг К.В., Насыров А.Л., Хабибуллин Р.Я. (ТатНИПИнефть)*

Одним из направлений восстановления фонда скважин является бурение бокового ствола. Впервые в ОАО «Татнефть» применение профильных труб при креплении бокового ствола было осуществлено в 1993 г. В скв. 14076, 23535 в боковой ствол, пробуренный по технологии компании «Истман Кристенсен» с коротким радиусом, был установлен фильтр-хвостовик без цементирования с креплением к эксплуатационной колонне с помощью профильного перекрывателя (рис. 1).

Крепление боковых стволов является сложной задачей из-за малых кольцевых зазоров между стенкой скважины и хвостовиком. Например, в скважине, пробуренной долотом диаметром 124 мм, кольцевой зазор за хвостовиком, составленным из обсадных труб диаметром 102 мм, составит напротив тела трубы 12 мм, а напротив муфта – 7 мм.

Из-за малых кольцевых зазоров возникают следующие проблемы.

1. Повышенные гидравлические сопротивления при цементировании.
2. Цементное кольцо малой толщины неспособно обеспечить надежное и долговременное разобщение пластов.

Для решения вышеназванных проблем в ТатНИПИнефть ведется научно-исследовательская работа на тему «Техника и технология крепления боковых стволов с применением профильных перекрывателей».

При разработке технологии крепления стволов скважин, пробуренных долотами диаметром 124 и 144 мм, с помощью профильных перекрывателей необходимо было решить следующие задачи:

- сборки и спуска в скважину перекрывателей длиной до 400 м и более;

- осуществления промывки забоя скважины через перекрыватель;

- крепления и изоляцию пластов без применения тампонажных растворов;

- получения максимального проходного сечения скважины;

- минимального повреждения продуктивного пласта.

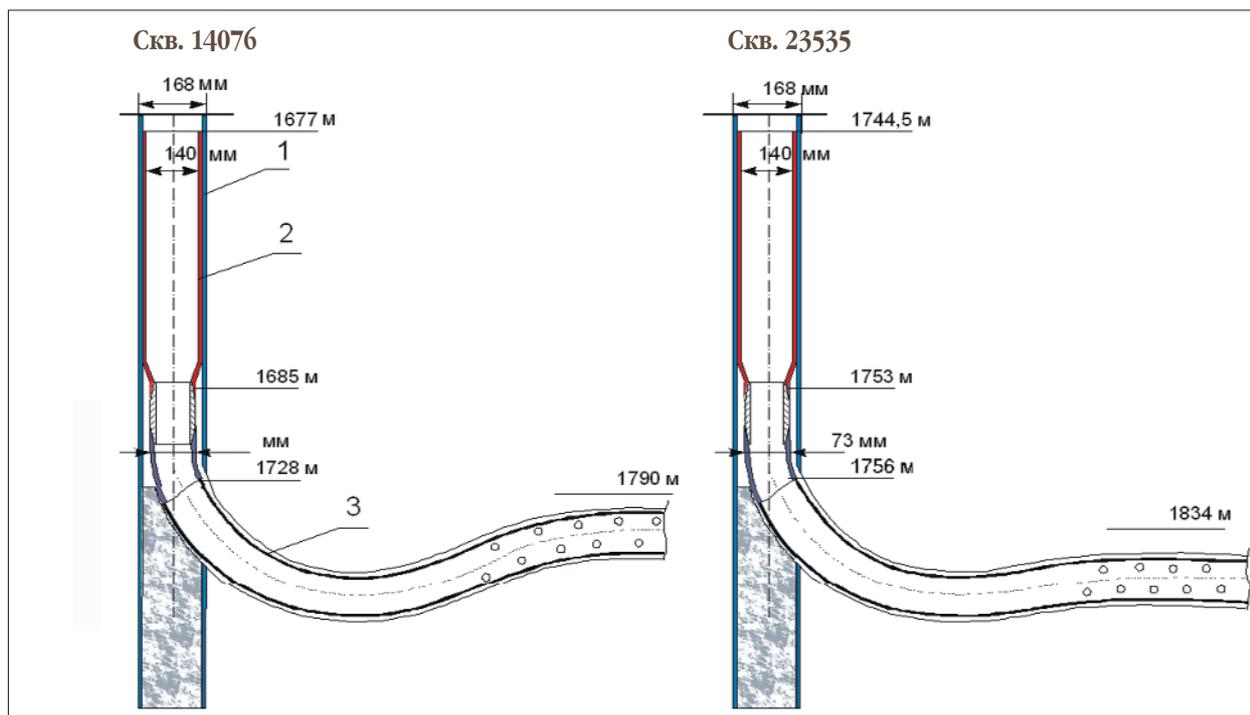
Задача сборки перекрывателя длиной до 400 м решена за счет разработки специального резьбового соединения.

Задача промывки забоя скважины через перекрыватель решена путем разработки специальной конструкции низа перекрывателя, оборудованного промышленным башмаком-клапаном.

Крепление ствола скважины производится непосредственно колонной профильных труб, расширенных в диаметре в результате создания в них внутреннего давления и последующей развальцовки, а изоляция пластов осуществляется за счет уплотнительных элементов (пакеров), которые перекрывают зазоры между стенками скважины и профильными трубами.

При традиционном креплении боковых стволов обсадными колоннами с цементированием затрубного пространства проходное сечение скважины уменьшается до 40 мм за счет цементного кольца и конструктивного исполнения обсадной колонны. В разрабатываемом варианте цементное кольцо отсутствует, а соединение профильных труб осуществляется с помощью специальной резьбы, в результате чего проходное сечение ствола скважины уменьшается не более чем на 14 мм. Увеличенное проходное сечение скважины позволяет производить спуск подземного оборудования увеличенного диаметра, что дает возможность увеличения добычи нефти и повышает технологические возможности при проведении ремонтных работ в скважине.

Технология крепления боковых стволов скважин, пробуренных долотами диаметром 124 и 144 мм, с помо-



**Рис. 1. Подвеска хвостовиков - фильтров в боковых горизонтальных стволах с применением профильных труб: 1 - эксплуатационная колонна; 2 - профильный перекрыватель; 3 - хвостовик - фильтр**

щью профильных перекрывателей проиллюстрирована на рис. 2 и включает следующие операции:

- калибровку обсадной колонны в интервале соединения ее с перекрывателем при помощи расширителей типа РРУ-116/132 и РРУ-134/152 конструкции ТатНИПИнефть;
- калибровку открытого ствола при помощи стандартных калибраторов, применяемых при бурении скважин;
- сборку и спуск в боковой ствол перекрывателя;
- очистку забоя скважины за счет осуществления его промывки;
- закрытие башмака-клапана созданием на него нагрузки о забой;
- установку перекрывателя путем выправления его внутренним давлением;
- спуск развальцевателя (диаметром 120 или 140 мм), развальцовку подвески перекрывателя и подъем развальцевателя;
- спуск развальцевателя (диаметром 110 или 130 мм), развальцовку колонны профильных труб и подъем развальцевателя.

Для осуществления разработанной технологии крепления боковых стволов диаметрами 124 и 144 мм разработаны конструкции перекрывателей двух типоразмеров П-124У и П-144У. Перекрыватель состоит из

двух частей: подвески, предназначенной для соединения и герметизации ее с колонной, и колонны профильных труб (КПТ), предназначенной для крепления открытого ствола скважины и разобщения пластов. Подвески изготавливаются из профильных труб, предназначенных для ремонта эксплуатационных колонн диаметрами 146 и 168 мм. Для герметизации подвески с эксплуатационной колонной предусмотрены пакеры, закрепленные с подвеской с помощью электросварки. На верхнем пакере подвески выполнена левая специальная резьба для переводника, на котором производится спуск перекрывателя в скважину. Нижняя часть подвески снабжена пакером с переходом на диаметр профильных труб, которыми ниже крепится открытый ствол. Профильные трубы соединяются между собой при помощи специальной резьбы. Для разобщения пластов колонна профильных труб снабжена дополнительными пакерами.

Для осуществления возможности промывки забоя скважины через перекрыватель его нижняя часть оборудована специальным башмаком-клапаном.

Развальцовка выправленных внутренним давлением перекрывателей с разным внутренним диаметром осуществляется в два этапа: развальцовка подвески и развальцовка колонны профильных труб.

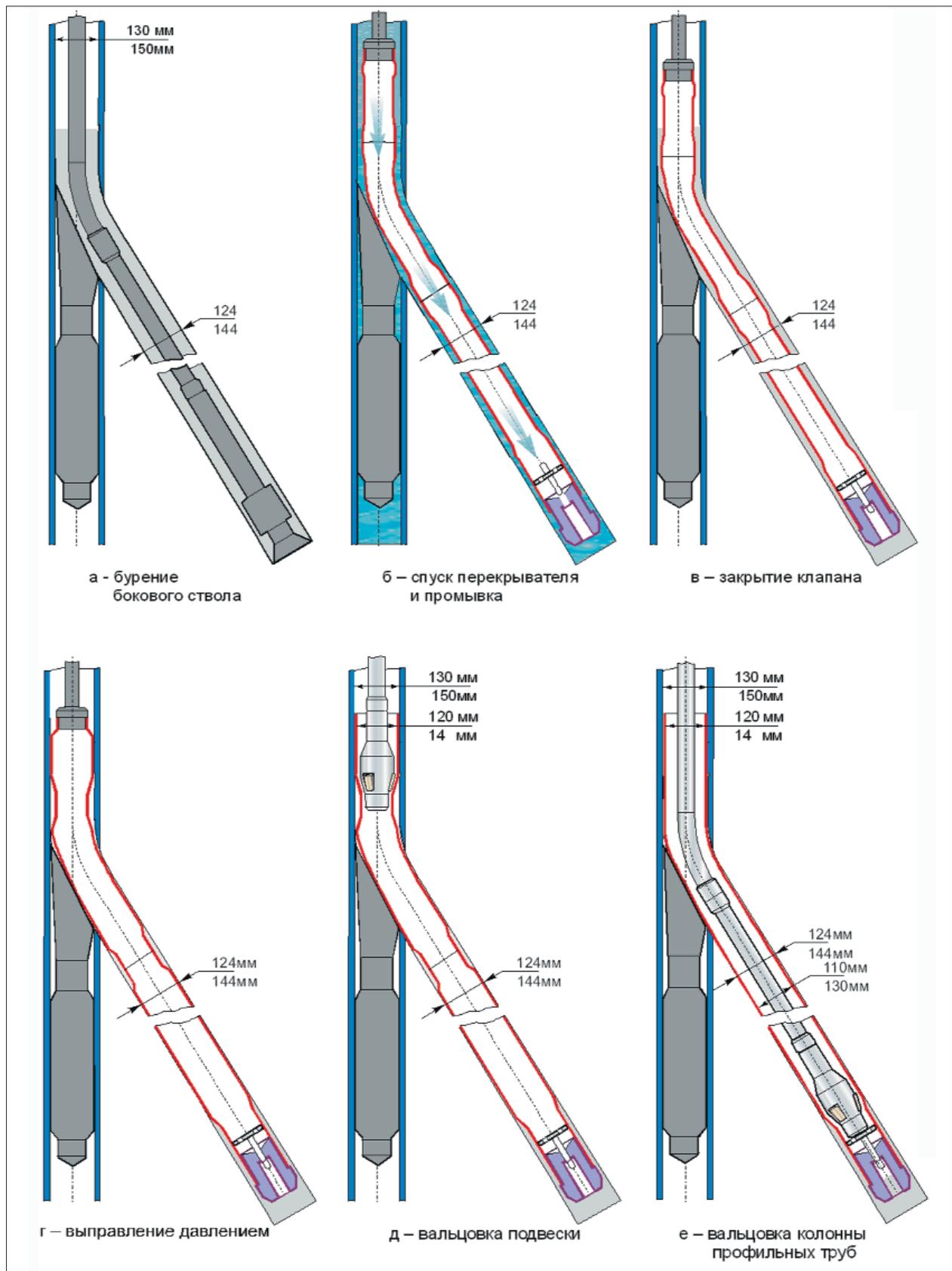


Рис. 2. Крепление бокового ствола с применением профильных труб

Изучением отечественного и зарубежного опытов установлено, что наиболее перспективным направлением в области создания развальцевателей является создание роликовых развальцевателей, так как силы трения при их применении минимальны.

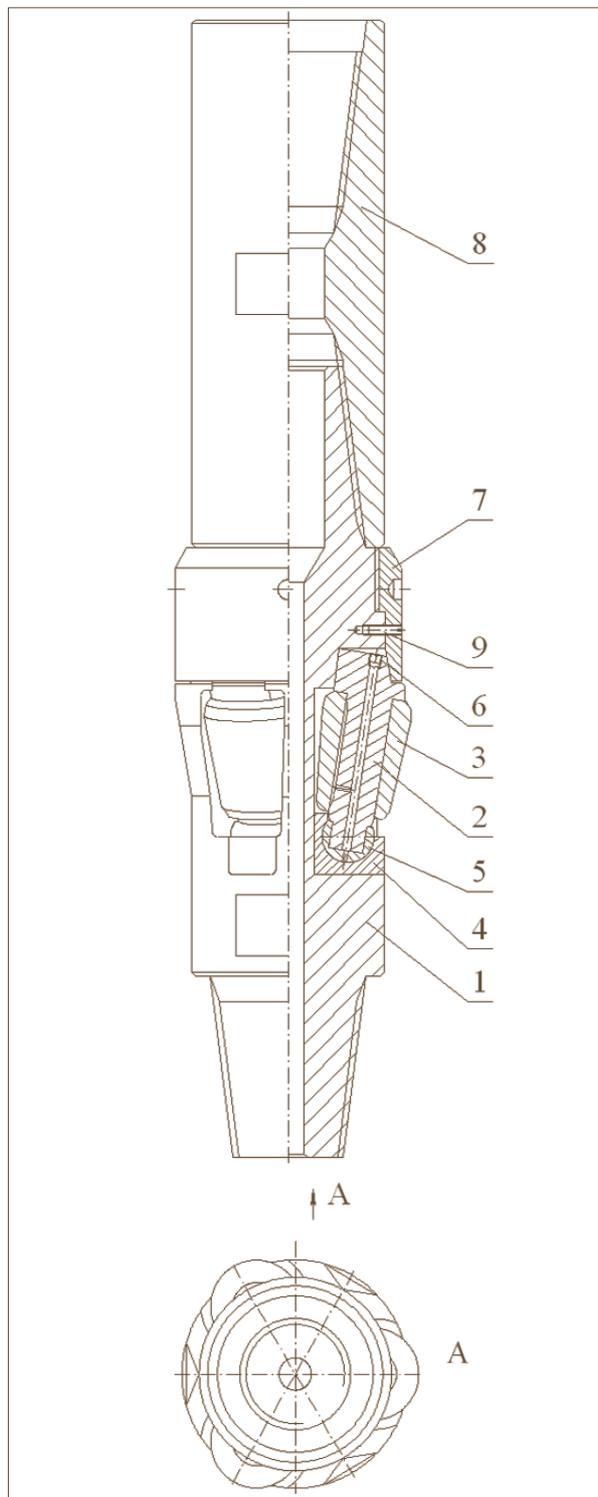


Рис. 3. Развальцеватель роликовый

В ТатНИПИнефть разработана конструкция роликового развальцевателя, на которую получен патент РФ № 2191883. Представленный на рис. 3 роликовый развальцеватель состоит из корпуса 1, осей 2, роликов 3, опор 4, шарниров 5, заглушек 6, гайки 7, переводника 8 и штифта 9. Конструкция роликового развальцевателя позволяет устанавливать ролики разного диаметра и получать в зависимости от этого разные диаметры самого развальцевателя. Кроме того, отличием от ранее разработанных конструкций роликовых развальцевателей является то, что в данной конструкции предусмотрена замена осей в случае их износа, а также принудительная смазка вращающихся деталей.

Согласно данной конструкции разработаны 4 типоразмера роликовых развальцевателей со сменными комплектами роликов и осей:

- РР100/122М2 для развальцовки подвески перекрывателя, закрепляемой в колонне диаметром 146 мм, на диаметры развальцовки 120, 121, 122 мм;
- РР117/142М2 для развальцовки подвески перекрывателя, закрепляемой в колонне диаметром 168 мм, на диаметры 140, 141 и 142 мм;
- РР90/110М2 для развальцовки перекрывателя, закрепляемого в скважине диаметром 124 мм, на диаметры развальцовки 108 и 110 мм;
- РР110/130М2 для развальцовки перекрывателя, закрепляемого в скважине диаметром 144 мм, на диаметры развальцовки 128, 130, 132 мм.

Ввиду того, что калибрующая часть роликов у развальцевателей имеет небольшую длину, были разработаны роликовые калибраторы четырех типоразмеров – КР–110, КР–122, КР–130, КР–142.

Промысловые испытания новой конструкции роликовых развальцевателей в скв. 14289 Абдрахмановской площади и 659 Восточно-Сулеевской показали их высокую надежность и работоспособность.

Получены положительные результаты промысловых испытаний перекрывателей П-144У в скв. 19172з Восточно-Сулеевской площади и 8636 Ново-Елховской площади, в которых появилась необходимость частичного перекрытия бокового ствола соответственно для изоляции зоны поглощения и интервала осыпания.

Таким образом, результаты испытаний разработанной в ТатНИПИнефть техники и технологии крепления боковых стволов профильными перекрывателями показывают, что данное направление перспективно, так как позволяет на принципиально новой основе осуществлять крепление боковых стволов и, в частности, возвращать в эксплуатационный фонд старые скважины.

## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН ПРОФИЛЬНЫМИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯМИ

*Мелинг К.В., Насыров А.Л., Хабибуллин Р.Я.  
(ТатНИПИнефть), Абдрахманов Г.С.  
(ООО «Татнефть – Регионы»)*

Одной из причин роста фонда бездействующих скважин является старение скважин и преждевременный выход их из строя. Основными причинами отказов скважин являются: некачественное крепление скважин в процессе их строительства, коррозия колонн в процессе эксплуатации скважин в интервалах против пластов с высокоагрессивными флюидами, не перекрытыми цементным камнем, причем интервалы корродированных колонн в некоторых нефтегазовых регионах достигают от 50 до 300 м, имеют место случаи разбухания обсадных колонн при бурении соседних скважин.

В настоящее время перспективными направлениями работ по вводу скважин из бездействующего фонда как в России, так и за рубежом являются:

- восстановление герметичности эксплуатационных колонн металлическими перекрывающими устройствами;
- бурение боковых и горизонтальных стволов из эксплуатационных колонн.

Ведущими фирмами в области восстановления герметичности эксплуатационных колонн металлическими перекрывающими устройствами являются в России институты: ВНИИКРнефть, ВНИИБТ, ТатНИПИнефть, а за рубежом фирмы: «Номсо», «Lynes», «Baker Oil Tools» и «Weatherford».

В ТатНИПИнефть разработаны технология и техника, позволяющие восстанавливать крепь скважин с интервалами большой длины профильными перекрывателями с незначительным уменьшением внутреннего диаметра эксплуатационных колонн.

Технология и оборудование для восстановления крепи скважин начала внедряться в ОАО «Татнефть» и других регионах России с 1980 г. после приемки их Межведомственной комиссией. На сегодня в различных регионах России по этой технологии отремонтировано 70 скважин. В процессе применения технология и оборудование постоянно совершенствовались, разработанные технические решения защищены 28 патентами РФ и 24 зарубежными патентами.

Наибольшее распространение получили профильные перекрыватели с разборными чугунными башмаками П-146 и П-168 (патент РФ № 1070989) для ремонта эксплуатационных колонн диаметрами 146 и 168 мм, разработанные институтом в 1983 г. Конструкция перекрывателя, показанная на рис. 1, позволяет производить его установку и развальцовку за одну спуско-подъемную операцию (СПО) за счет развальцевателя, устанавливаемого непосредственно над перекрывателем. Впервые установка перекрывателя за одну СПО была успешно произведена в скв. 12009 Сармановской площади в 1983 г. Профильным перекрывателем длиной 16 м был перекрыт интервал перфорации от 1144 до 1153 м, при этом затраты времени на его установку составили всего 40 часов.

С 1983 по 2001 гг. перекрыватели с разборными чугунными башмаками, изготовленные в экспериментально-механическом цехе ТатНИПИнефть из профильных труб Первоуральского завода «Новотрубный», применены в 35 скважинах в различных регионах России, в том числе в 22 скважинах в ОАО «Татнефть» (см. таблицу).

Перекрыватели данной конструкции П-146, П-168 и технология их установки (патент СССР № 1616216) были приняты межведомственной комиссией соответственно в 1990 и 1991 гг., однако, ввиду отсутствия в это время завода – изготовителя, перекрыватели не

были запущены в серийное производство. Модернизированная конструкция перекрывателей П-146М и П-168М, представленная на рис. 2, была освоена ЗАО «Перекрыватель» в 2003 г. Перекрыватели П-146М и П-168М состоят из посадочной головки 1, верхнего пакера 2, нижнего пакера 3, пакеров 4, разборного башмака 5 и профильных труб 6. Перекрыватели П-146М и П-168М успешно применены в 2 скважинах в ОАО «Татнефть» и в 4 скважинах в других нефтяных компаниях (см. таблицу).

Технология восстановления герметичности эксплуатационных колонн с помощью профильных перекрывателей (патент СССР № 1616216), показанная на рис. 3, включает в себя следующие операции (с применением бурильных труб):

- калибровку колонны с помощью расширителя и центратора;
- сборку перекрывателя и его спуск в скважину (в откалиброванный интервал колонны);
- выправление профильного перекрывателя избыточным внутренним давлением;
- отсоединение посадочной головки от перекрывателя, развальцовку перекрывателя и разборку башмака;
- подъем из скважины компоновки инструмента;
- определение герметичности колонны.

Герметизация колонны достигается путем уплотнения зазоров между перекрывателем и колонной, заполненных герметиком, за счет увеличения в диаметре перекрывателя и пакеров, установленных на верхнем и нижнем его концах, при их развальцовке.

Для калибровки колонн в институте были разработаны расширители (патенты РФ 1391182, 1554453, 2117747), последний из которых представлен на рис. 4.

Калибровка колонны производится с целью получения одинакового размера внутреннего диаметра по всему интервалу установки перекрывателя. Для центрирования расширителя при работе в колонне (рис. 3) был разработан специальный пружинный центратор (патент РФ на полезную модель № 46525).

Для развальцовки перекрывателей вначале были разработаны одношарошечные развальцеватели (патент РФ № 1295799), а затем трехшарошечные (патент РФ № 2056201) и роликовые развальцеватели (патент РФ № 2144128). Роликовый развальцеватель, представленный на рис. 5, применяется как основной, а трехшарошечный – как калибратор, устанавли-

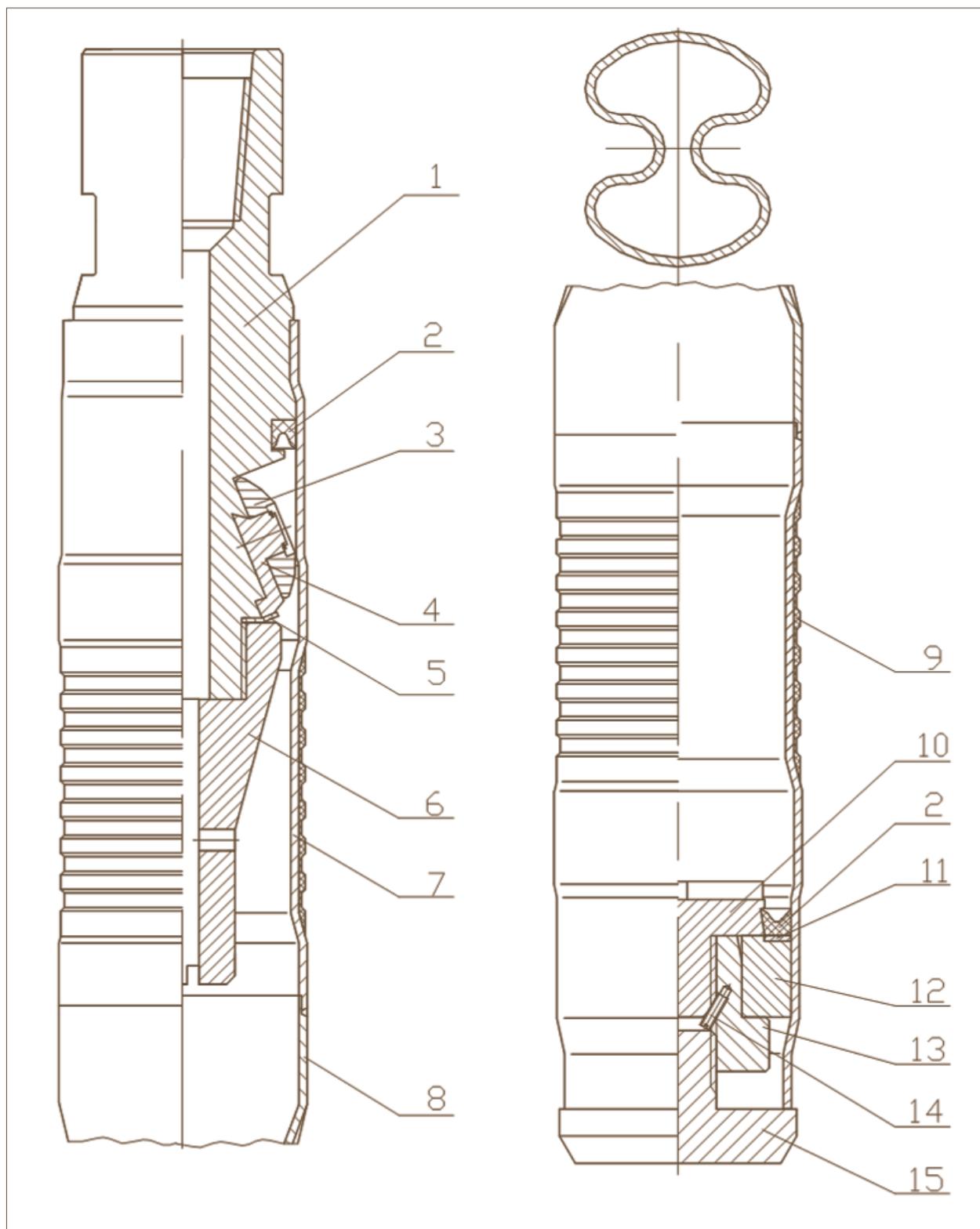
ваемый над перекрывателем. В компоновку перекрывателя включается также клапан для заполнения жидкостью бурильной колонны (рис. 3), который устанавливается между перекрывателем и роликовым развальцевателем.

При кустовом бурении наклонно направленных скважин имеют место случаи нарушения эксплуатационных колонн за счет пересечения их стволов. Нарушения обсадных колонн соседних скважин происходит на небольшой глубине при бурении под кондуктор большим типоразмером долота. Поэтому размеры нарушения колонны могут быть значительными, вплоть до полного ее разрыва. В таких условиях восстановленная крепь должна обладать достаточной прочностью и долговечностью. Металлические «пластыри», имеющие толщину стенки 3 мм, не удовлетворяют этим условиям. Прочность и долговечность значительно повышаются при восстановлении таких скважин профильными перекрывателями, имеющими толщину стенки 5 мм.

Восстановление крепи таких скважин профильными перекрывателями П-146 и П-168 проведено в ОАО «Татнефть» - в скв. 1534, 3189, 21798, 29560, в ЗСФ ООО «ЛУКойл–Бурение» в скв. 7113/194 (см. таблицу), в ОАО «Удмуртнефть» в скв. 208, 1987, 1206, 1925, 3326 и в скв. 3418 в АНК «Башнефть». В 2005 г. ремонт скважин (см. таблицу) с таким характером нарушений эксплуатационных колонн производился модернизированными перекрывателями П-146М в скв.: 2013/506 Кечимовского месторождения (ЗСФ ООО «Буровая компания «Евразия»); 6742 Алексеевского месторождения (ЗАО «Алойл») и П-168М в скв. 51 Южно – Низевого месторождения (ООО «ЛУКойл–Коми»); 3709 Ново-Шешминского месторождения (ОАО «Шешмаойл»). Для восстановления герметичности колонн в этих скважинах применялись перекрыватели длиной от 7 до 17,5 м (см. таблицу).

Установка перекрывателя длиной 29 м на глубине более 2550 м, при максимальном угле наклона скважины 30°, впервые производилась в ЗСФ ООО «ЛУКойл–Бурение» в скв. 7111/184 (см. таблицу). При ремонтных работах по разбурированию зацементированной НКТ колонна была нарушена фрезой в двух местах в интервале 2560-2577 м.

Профильный перекрыватель установлен в интервале 2554-2583 м. После проведения развальцовки перекрывателя колонна загерметизирована и сдана в эксплуатацию.



**Рис. 1. Профильный перекрыватель с разборным чугунным башмаком: 1-6 - посадочная головка (1 - корпус, 2 - манжета, 3 - шарошка, 4 - цапфа, 5 - стопор, 6 - конус-отвертка); 7 - верхний пакер; 8 - профильные трубы; 9 - нижний пакер; 10-15 - башмак (10 - болт, 11 - шайба, 12 - вкладыши, 13 - гайка, 14 - стопор, 15 - направляющая)**

Таблица

Результаты внедрения профильных перекрывателей с разборным чугунным башмаком для ремонта эксплуатационных колонн

| № п/п                              | № скв.   | Площадь                      | Предприятие-исполнитель | Нефтедобывающее предприятие – НГДУ | Диам. колонны, мм | Интервал нарушения, м | Интервал установки перекрывателя, м | Длина перекрывателя, м | Давление выпрвления, МПа | Состояние колонны после ремонта* | Год ремонта |
|------------------------------------|----------|------------------------------|-------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------|
| 1                                  | 2        | 3                            | 4                       | 5                                  | 6                 | 7                     | 8                                   | 9                      | 10                       | 11                               | 12          |
| <b>ОАО «Татнефть» – 25 скважин</b> |          |                              |                         |                                    |                   |                       |                                     |                        |                          |                                  |             |
| 1                                  | 12009    | Сармановская                 | Азн. УПНПиКРС           | Джалильнефть                       | 146               | 1144-1153             | 1140,5-1156,5                       | 16                     | 15                       | +                                | 1983        |
| 2                                  | 3189     | Федотовская                  | Ленинское УБР           | Елховнефть                         | 146               | 404-406               | 400,5-408                           | 7,15                   | 17                       | +                                | 1989        |
| 3                                  | 3233     | Абрахмановская               | Лен. УПНПиКРС           | Иркеннефть                         | 146               | 328-329               | 324,0-332,8                         | 8,8                    | 18                       | +                                | 1990        |
| 4                                  | 3233     | Абрахмановская               | Лен. УПНПиКРС           | Иркеннефть                         | 146               | 714- 715,5            | 704,3-720                           | 15,7                   | 18                       | +                                | 1990        |
| 5                                  | 22       | Залежь № 1                   | Лен. УПНПиКРС           | Ленинское                          | 168               | 1015-1019             | 1007-1022                           | 15                     | 15                       | +                                | 1990        |
| 6                                  | 21789    | Березовская                  | Альм. УБР               | Альметьевнефть                     | 146               | 97-102                | 95,5-103,3                          | 7,8                    | 21                       | +                                | 1990        |
| 7                                  | 7440     | Ташлярская                   | Азн. УПНПиКРС           | Джалильнефть                       | 168               | 1747-1748             | 1743,8-1751                         | 7,2                    | 16                       | +                                | 1991        |
| 8                                  | 29560    | Залежь № 221                 | Альм. УБР               | Альметьевнефть                     | 146               | 83 – 89               | 81,7 – 98                           | 16,3                   | 19,5                     | +                                | 1991        |
| 10                                 | 14076    | Абрахмановская               | Ленинское УБР           | Иркеннефть                         | 168               | 1675-1687             | 1677-1685                           | 8                      | 14                       | +                                | 1991        |
| 11                                 | 23535    | Абрахмановская               | Азнакаевское УБР        | Иркеннефть                         | 168               | 1743-1755             | 1744,5-1753                         | 8,5                    | 14                       | +                                | 1992        |
| 12                                 | 5764/479 | Нивагальское                 | Менз. УРБ               | Лангепаснефть                      | 146               | 814-816               | 810-817,9                           | 7,9                    | 16                       | +                                | 1992        |
| 13                                 | 1534     | Ивашкино<br>Мало-Сульчинская | Нурлатское УРБ          | Нурлатнефть                        | 146               | 206-207               | 202-210                             | 8                      | 18                       | +                                | 1993        |
| 14                                 | 6577а    | Ю –Ромашкин.                 | Лен. УБР                | Ленинское                          | 146               | 993                   | 992-1008                            | 16                     | 15                       | +                                | 1995        |
| 15                                 | 3596     | Залежь № 31                  | Альм. УБР               | Джалильнефть                       | 146               | 872-874               | 867-883                             | 16                     | 16                       | +                                | 1996        |
| 16                                 | 14196    | Абрахмановская               | Лен. УПНПиКРС           | Иркеннефть                         | 168               | 1524 – 1530           | 1512 – 1541,7                       | 29,7                   | 10                       | +                                | 1999        |
| 17                                 | 1204     | Шегурчинская                 | Альм. УПНПиКРС          | Альметьевнефть                     | 146               | 1098,5-1102,5         | 1096,5-1104,5                       | 8                      | 14                       | +                                | 2000        |
| 18                                 | 14794    | С-Альметьевская              | Альм. УПНПиКРС          | Альметьевнефть                     | 168               | 1633 -1650            | 1615-1658,6                         | 43,6                   | 11                       | -                                | 2000        |
| 19                                 | 21386    | С-Альметьевская              | Альм. УПНПиКРС          | Альметьевнефть                     | 168               | 1591,5-1592,9         | 1590 – 1599                         | 9                      | 14                       | +                                | 2000        |
| 20                                 | 22064    | Сармановская                 | Азнакаевское            | Джалильнефть                       | 146               | 1072-1077             | 1066-1085,6                         | 19,6                   | 16                       | +                                | 2000        |
| 21                                 | 806      | Архангельское м.             | Альм. УПНПиКРС          | Альметьевнефть                     | 146               | 852-868               | 845,5-872,5                         | 27                     | 10                       | +                                | 2001        |

Продолжение таблицы

| 1  | 2     | 3               | 4                 | 5               | 6   | 7           | 8           | 9    | 10 | 11 | 12   |
|----|-------|-----------------|-------------------|-----------------|-----|-------------|-------------|------|----|----|------|
| 22 | 21043 | Альметьевская   | Альм. УПНП и КРС  | Альметьевнефть  | 168 | 1778-1784   | 1773-1790   | 17   | 16 | -  | 2001 |
| 23 | 973Д  | Павловская      | Азнакаевское УБР  | Азнакаевскнефть | 146 | 1595-1597,5 | 1592,6-1602 | 9,4  | 16 | +  | 2003 |
| 24 | 24460 | Зай-Карагайская | Альметьевское УБР | Ленингорскнефть | 168 | 877,5       | 872,4-881,8 | 9,4  | 15 | +  | 2003 |
| 25 | 3709  | Ново-Шешминская | Нурлатское УБР    | Шешмайол        | 168 | 215         | 203,5-220   | 16,5 | 15 | +  | 2005 |

## АНК «Башнефть» – 6 скважин

|    |      |                 |                  |       |     |             |               |      |    |   |      |
|----|------|-----------------|------------------|-------|-----|-------------|---------------|------|----|---|------|
| 26 | 3418 | Бузовьязовская  | Уфимское УБР     |       | 146 | 294,6-295,2 | 289,7-299     | 9,3  | 16 | + | 1984 |
| 27 | 737  | Городецкая      | Белебейское УБР  |       | 146 | 858-859     | 854,3-862,2   | 7,9  | 20 | + | 1989 |
| 28 | 1448 |                 | Туймазинское УБР |       | 146 | 449,5-453,5 | 437,85-464,55 | 26,7 | 15 | + | 1999 |
| 29 | 1739 | Туймазинское м. | Туймазинское УБР |       | 146 | 1728,4-1736 | 1723,4-1743,8 | 20,4 | 16 | - | 1999 |
| 30 | 4266 |                 | Туймазинское УБР |       | 146 | 190,5-193,5 | 177,5-196,7   | 19,2 | 16 | + | 2001 |
| 31 | 6742 | Алексеевское м. | Буркан           | Алойл | 146 | 652,8-653,4 | 646-663,7     | 17   | 16 | + | 2005 |

## Министерство геологии СССР – 1 скважина

|    |    |                   |                            |  |     |                        |           |      |    |   |      |
|----|----|-------------------|----------------------------|--|-----|------------------------|-----------|------|----|---|------|
| 32 | 23 | Северо-Тамбейская | АО «Ямалнефтегаз-геология» |  | 146 | 51,5-52,7<br>58,4-60,1 | 48,4-64,2 | 15,8 | 19 | + | 1989 |
|----|----|-------------------|----------------------------|--|-----|------------------------|-----------|------|----|---|------|

## ОАО «РИТЭК» – 2 скважины

|    |             |                          |                            |  |     |               |             |       |    |   |      |
|----|-------------|--------------------------|----------------------------|--|-----|---------------|-------------|-------|----|---|------|
| 33 | 8097/<br>70 | Тевлинско-Русскинское м. | АО «Когалымнефте-прогресс» |  | 146 | 1972,4-1982,6 | 1971-1985,1 | 14,15 | 14 | + | 1995 |
| 34 | 724/<br>42  | Южно-Ягунское м.         | АО «Когалымнефте-прогресс» |  | 146 | 1788-1790     | 1781-1796   | 15    | 14 | + | 1996 |

## ОАО «Енисейнефтегаз» – 1 скважина

|    |    |             |                 |  |     |           |               |      |    |   |      |
|----|----|-------------|-----------------|--|-----|-----------|---------------|------|----|---|------|
| 35 | 25 | Юрубченская | Эвенкийское УБР |  | 146 | 2272-2283 | 2264,6-2292,7 | 28,1 | 14 | + | 1997 |
|----|----|-------------|-----------------|--|-----|-----------|---------------|------|----|---|------|

## «ЛУКОЙЛ» – 4 скважины

|    |              |                          |                                  |                 |     |           |              |      |    |   |      |
|----|--------------|--------------------------|----------------------------------|-----------------|-----|-----------|--------------|------|----|---|------|
| 36 | 7113/<br>194 | Тевлинско-Русскинское м. | ЗСФ ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение»         | Когалымское УБР | 146 | 577,5     | 571,2 -581,2 | 10   | 15 | + | 1998 |
| 37 | 7111/<br>184 | Тевлинско-Русскинское м. | ЗСФ ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение», ЭГЭБ-1 |                 | 146 | 2557-2577 | 2554,3 -2583 | 28,7 | 16 | + | 1999 |

Продолжение таблицы

| 1  | 2        | 3              | 4   | 5                      | 6   | 7           | 8            | 9     | 10 | 11 | 12   |
|----|----------|----------------|---|------------------------|-----|-------------|--------------|-------|----|----|------|
| 38 | 51       | Южно-Низовое   | ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ЗАО «АБС»                | ТПП «Ухтанефтегаз»     | 168 | 893,5-894,2 | 883,25-900,6 | 17,35 | 15 | +  | 2005 |
| 39 | 2013/506 | Кечимовское м. | ЗСФ ООО «Буровая компания «Евразия», ЭГЭБ-2 | ТПП «Покачев-нефтегаз» | 146 | 394-395,2   | 390-407      | 17    | 16 | +  | 2005 |

«ГАЗПРОМ» – 2 скважины

|    |        |                |                |  |     |             |               |      |    |   |      |
|----|--------|----------------|----------------|--|-----|-------------|---------------|------|----|---|------|
| 40 | 124/03 | Ямбургское гкм | «Тюменбурггаз» |  | 168 | 2203-2206,5 | 2202-2219,6   | 17,6 | 15 | + | 1999 |
| 41 | 120/03 | Ямбургское гкм | «Тюменбурггаз» |  | 168 | 2133 – 2136 | 2124 – 2138,7 | 14,7 | 15 | + | 1999 |

\* + – герметична, – – не герметична, 51 и др. – скважины, где применены модернизированные перекрыватели производства ЗАО «Перекрыватель». Общая успешность ремонта эксплуатационных колонн перекрывателями с разборными башмаками по всем скважинам составляет 92,7%

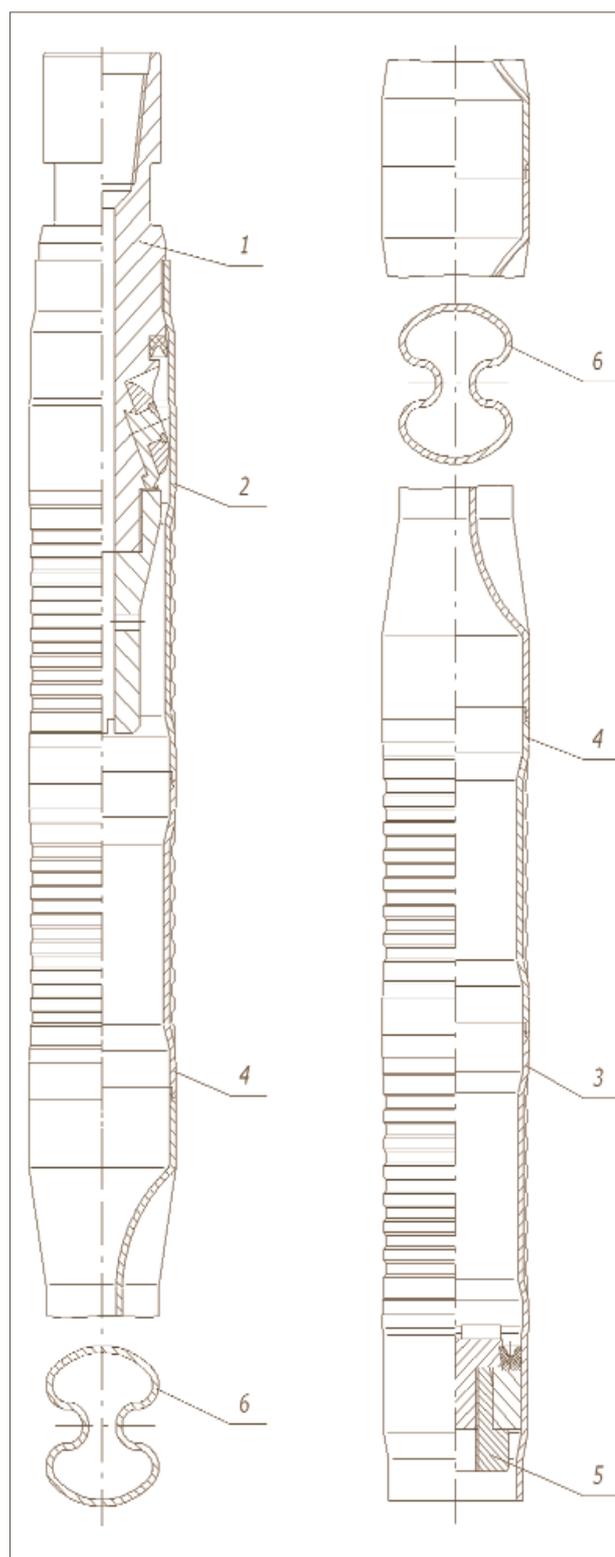


Рис. 2. Модернизированный перекрыватель с разборным чугуном башмаком: 1 – посадочная головка; 2 – верхний пакер; 3 – нижний пакер; 4 – пакер; 5 – башмак; 6 – профильная труба

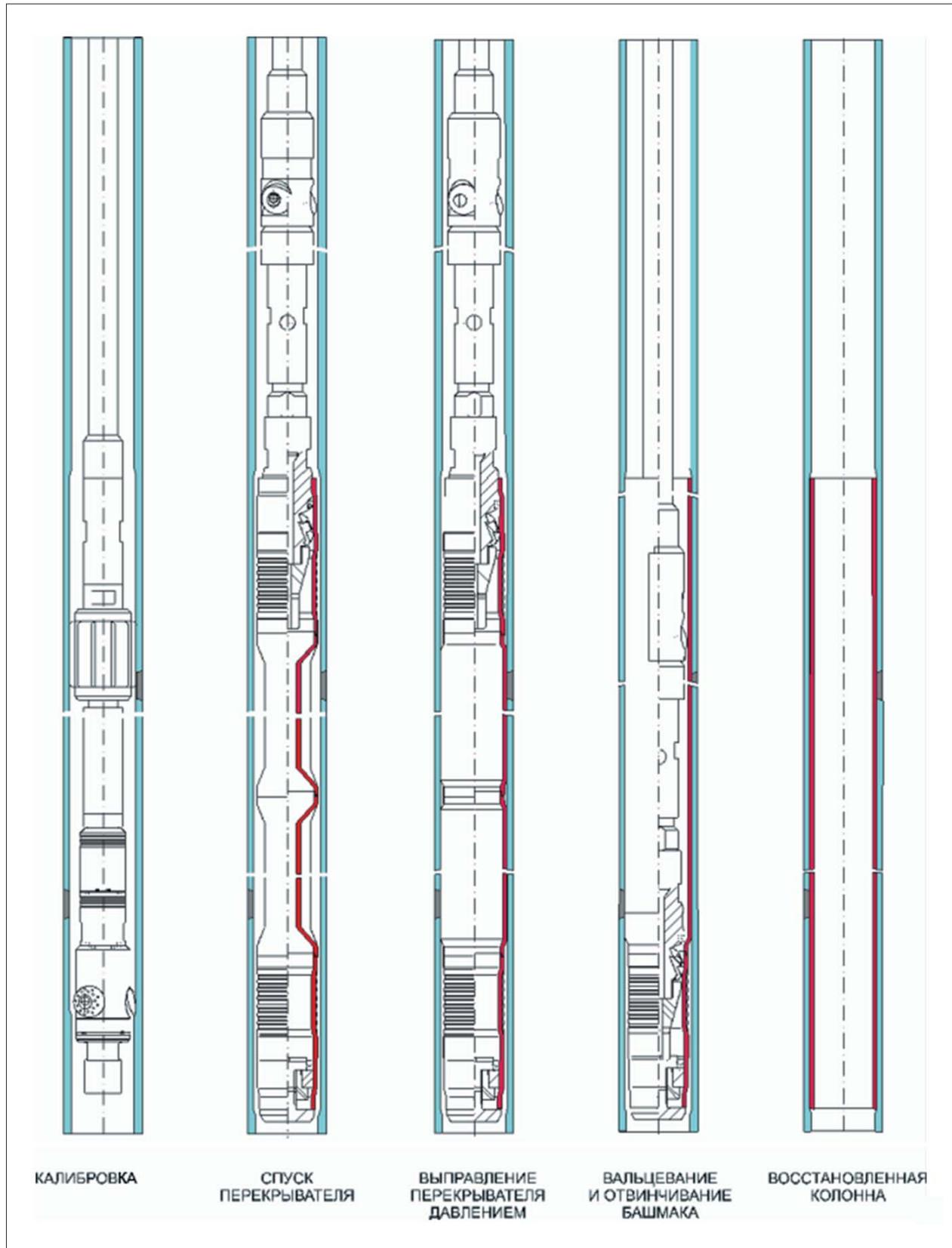


Рис. 3. Технология восстановления герметичности эксплуатационной колонны



Рис. 4. Расширитель для калибровки эксплуатационной колонны



Рис. 5. Роликовый развальцеватель



Рис. 6. Перекрыватель с подъемным башмаком

В 1998 г. ТатНИПИнефть разработал и изготовил новую конструкцию перекрывателя с подъемным башмаком ПБ – 146М (патент РФ № 2172387), представленную на рис. 6. Перекрыватель ПБ – 146М был успешно испытан в скв. 2245 в АНК «Башнефть» и в скв. 9779/210 и 7119/90 в Западно-Сибирском филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение». По результатам этих испытаний рабочая конструкторская документация на оборудование ОЛКС – 146К и ОЛКС – 168К была передана в ЗАО «Перекрыватель» для освоения их производства.

Применение технологии и оборудования для восстановления крепи скважин позволяет повысить надежность и долговечность скважин со значительным снижением затрат средств, времени и материалов. Анализ применения профильных перекрывателей в ОАО «Татнефть» показал, что скв. 3189, 21759, 29560, 1534 проработали после ремонта более 10 лет, скв. 8577, 14748 – более 15 лет, скв. 5180, 1121, 12009 – более 20 лет.

## ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ПОД КОНДУКТОР В КАЗАНСКОМ И УФИМСКОМ ЯРУСАХ

*Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н.,  
Емельянов А.В. (ТатНИПИнефть)*

Одной из актуальных проблем при бурении скважин на нефтяных месторождениях Татарстана является обеспечение сохранности питьевых вод от загрязнения. Установлено, что пресноводные горизонты стратиграфически приурочены к четвертичным и пермским отложениям. В восточной части Татарстана нижней границей распространения пресных вод считается подошва Казанского яруса. Ниже, в коллекторах Уфимского яруса, средняя минерализация пластовых вод равна 1,2 г/л, в сульфатно-карбонатных породах нижнепермского возраста – 3 г/л, верхнего карбона – 6 г/л и т.д. Увеличение солёности пластовых вод с ростом глубины происходит постепенно, без резких скачков.

Пресноводные горизонты приурочены к песчаникам и алевролитам, которые крайне не выдержаны по простиранию. В отложениях Казанского яруса прослеживаются два регионально выдержанных пласта-коллектора, распространение которых прерывается лишь в областях эрозии рельефа. По коллекторским свойствам характеристика этих пластов также не выдержана по простиранию. Пористость водоотдающих пластов колеблется от 5 до 30 %. Их мощность в среднем составляет 3-4 м. Пластовая температура – 8-12,5°C. В районах, где верхнепермские отложения представлены наиболее полно (Бугульминско-Белебейская возвышенность), насчитывается до 7 пресноводных горизонтов. На склонах водоразделов количество их уменьшается до 3-4, а в долинах рек сокращается до 1-2. Границей пресных подземных вод считается кровля Уфимского яруса (подошва – «лингуловые» глины). Неогеновые врезы и карсты четвертичных и нижнепермских отложений характеризуются наличием зон поглощений промывочной жидкости в

процессе вскрытия бурением Казанского и Уфимского ярусов.

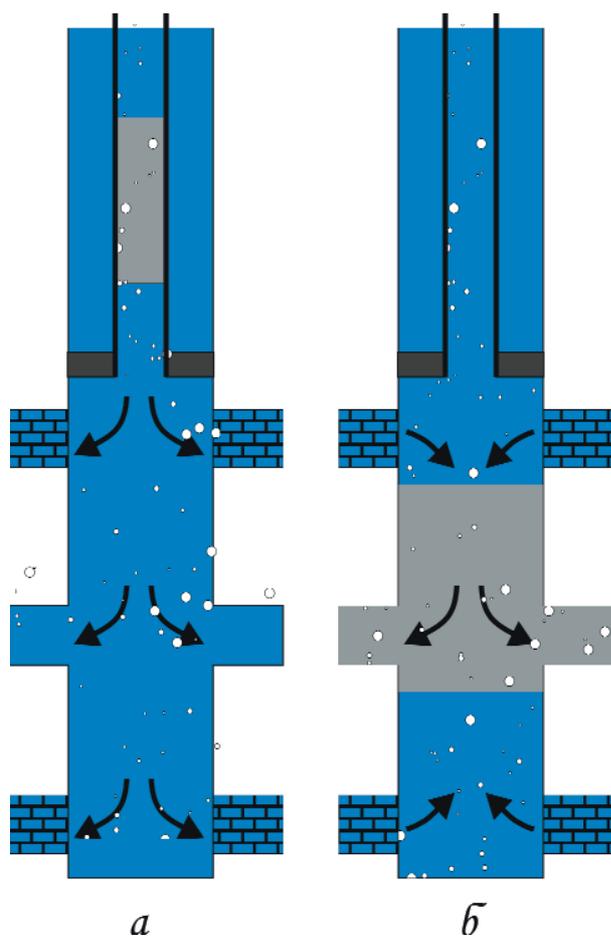
Технические средства и технологические операции при изоляции зон интенсивных поглощений при бурении, когда приемистость пласта превышает 60 м<sup>3</sup>/ч. и полностью отсутствует круговая циркуляция промывочной жидкости, можно условно разделить на следующие группы:

- 1) намыв наполнителя с последующим его закреплением тампонажными или полимерными растворами с различными физико-химическими свойствами;
- 2) использование промежуточной колонны;
- 3) использование профилейных перекрывателей.

Анализ материальных затрат и времени на изоляцию зон интенсивных поглощений показал [1], что после намыва наполнителя и закачки твердеющих тампонажных смесей в скважине разбуриваются несколько мостов в виде отдельных, разных по прочности пробок, находящихся выше и ниже основной зоны. В самой зоне, как правило, мост после одной или нескольких операций не встречается. В некоторых скважинах после ОЗЦ при гидродинамических исследованиях приемистость зоны остается прежней, а при разбуривании затвердевшей смеси над кровлей зоны отмечается пробка.

Анализ материалов гидродинамических и геофизических исследований показал, что сложность изоляции высокоинтенсивных поглощений в основном связана с отрицательным влиянием водоперетоков, которые возникают в связи с нарушением в скважине установившегося равновесного состояния между водоносными пластами во время проведения изоляционных работ.

Геофизические исследования в поглощающих скважинах, бурящихся с промывкой водой через многоплас-



**Рис. 1. Процесс изоляции зон поглощений и водопроявлений: а – нагнетание бурового раствора в основную зону поглощения и проницаемые пласты при максимальном давлении во время продавливания тампонажной смеси по бурильным трубам; б – водопроявления из пластов малой проницаемости перед окончанием продавливания тампонажной смеси по стволу в зону поглощения**

товые толщи Казанского и Уфимского ярусов, показали, что сразу после окончания бурения или, например, долива скважины водой до устья при гидродинамических исследованиях процесс взаимодействия пластов может быть очень интенсивным. Более легкая закачанная техническая вода замещается жидкостью из пласта. Среднеминерализованный столб воды, сдвинутый вниз по стволу к другим пластам, замещается частично или полностью минерализованной водой. Только через некоторое время в скважине устанавливается относительно равновесное состояние между пластами.

Отдача воды из проницаемых пластов, расположенных за интервалом основной зоны, может происхо-

дить за счет запаса жидкости, накопленного при их упругом расширении во время проведения изоляционных работ в процессе доставки тампонажной смеси от устья скважины к зоне поглощения (рис. 1, а), а также вследствие снижения пластового давления.

Водопроявление из таких пластов начинается по мере снятия избыточного давления, создаваемого столбом тампонажной смеси, продавливаемой в зону поглощения (рис. 1, б) [2]. В процессе продавливания поступающая жидкость разбавляет смесь, снижая ее закупоривающую способность. В конце изоляционных работ после продавливания тампонажной смеси на расчетную глубину, водопроявления зачастую оттесняют смесь вглубь зоны поглощения, исключая образование в ее интервале цементного моста.

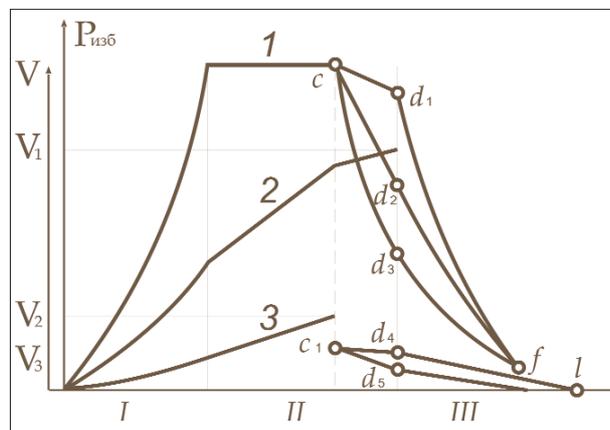
Процесс изоляционных работ по ликвидации зон поглощений, согласно работам [3], можно представить в виде диаграммы изменения давления на зону поглощения во времени, разбив на три этапа (рис. 2). На этапе I при закачивании в бурильные трубы тампонажной смеси плотностью, превышающей плотность бурового раствора, избыточное давление  $P_{изб}$  возрастает на все пласты в подпакерном интервале ствола скважины. Жидкость, заполняющая бурильные трубы и ствол скважины ниже пакера, поступает в проницаемые пласты при непрерывно увеличивающемся давлении  $P_{изб}$  и распределяется между ними пропорционально их приемистости (рис. 2, кривые 2, 3). Общий объем жидкости, поступающий в основную зону поглощения  $V_1$ , превышает суммарный объем жидкости  $V_2$ , поступающей в пласты, расположенные вне зоны. На этапе II в процессе продавливания тампонажной смеси в зоне поглощения  $P_{изб}$  на подпакерную часть ствола может мало изменяться. Оно повышается, если продавочную жидкость закачивают с подачей, превышающей приемистость проницаемых пластов. При  $P_{изб}$ , достигшем максимума, жидкость, прокачиваемая впереди тампонажной смеси, продавливается в проницаемые пласты, расположенные в подпакерном интервале скважины.

С момента начала выхода тампонажной смеси из пакера в открытый ствол скважины (рис. 2, точка с)  $P_{изб}$  на подпакерную зону снижается, так как уменьшается длина движущего стакана тампонажной смеси вследствие большей разницы (в 7 раз и больше) одного метра бурильной трубы и ствола скважины. Избыточное давление уменьшается постепенно, по мере выдавливания смеси из бурильных труб в открытый ствол скважины. Этот период времени отмечен отрезками кривых сд.

При использовании одного и того же объема тампонажной смеси величина снижения  $P_{изб}$  зависит от длины стакана тампонажной смеси, а, следовательно, от длины открытого ствола скважины на участке от пакера до кровли основной зоны поглощения. Чем больше будет интервал открытого ствола, тем большая часть тампонажной смеси в нем поместится, и тем больше сократится длина стакана тампонажной смеси, продавливаемой к зоне поглощения. Для случаев, когда объем тампонажной смеси превышает объем открытого ствола ниже пакера до кровли зоны поглощения, на рис. 2 приведены кривые изменения  $P_{изб}$  на проницаемые пласты при установке пакера над кровлей основной зоны соответственно на 10-15, 40-50 и 100-120 м.

Начиная с точки с, объем жидкости, поступившей в проницаемые пласты, находящиеся за пределами основной зоны поглощения, может начать сокращаться за счет того, что эти пласты начнут отдавать ее обратно в ствол скважины.

В соответствии с выбранной схемой расположения проницаемых пластов (рис. 1) водопроявления будут происходить как из верхних, так и из нижних пластов. В процессе изоляционных работ верхние проницаемые пласты постепенно перекрываются столбом тампонажной смеси, выходящей из буровых труб через пакер, что снижает интенсивность их водопрояв-



**Рис. 2. Изменение  $P_{изб}$  1 на подпакерную зону и нарастание объемов бурового раствора, поступившего в основную зону поглощения 2 и пласты малой проницаемости, расположенные вне ее пределов, 3 при проведении изоляционных работ. I, II, III – соответственно, этапы затворения тампонажной смеси и закачивания в буровые трубы; продавливание смеси по буровым трубам (до точки с) и стволу скважины (cd); продавливание смеси в основную зону поглощения**

ния. Оно может начаться снова, когда уровень тампонажной смеси при продавливании опустится ниже этих пластов (рис. 1, б) или несколько раньше, когда над ним окажется небольшой столб тампонажной смеси, давление которого ниже пластового.

На отрезке процесса cd (рис. 2) проницаемые пласты, расположенные ниже подошвы основной зоны поглощения, в связи с понижением на них давления начнут также отдавать часть накопленной жидкости в ствол скважины. Если предположить, что объем жидкости, поступивший в верхние и нижние проницаемые пласты, распределялся между ними поровну ( $V_3=0,5 V_2$ ), то отдачу из них накопленного объема жидкости можно изобразить соответственно в виде кривых  $c_1d_4$  и  $c_1d_5$ .

На этапе III проведение изоляционных работ, когда тампонажная смесь поступает в основную зону поглощения,  $P_{изб}$  на проницаемые пласты, расположенные за ее пределами, продолжает падать. На рис. 2 показан случай, когда в проницаемые пласты, расположенные вне основной зоны, жидкость перестала поступать после выхода тампонажной смеси из пакера. Пласты стали водопроявляющимися. Выходя из них, жидкость разбавляет тампонажную смесь (кривые  $c_1d_4$ ,  $c_1d_5$ ). При продавливании последней в зону поглощения могут быть случаи, когда до окончания процесса водопроявлений как из верхних, так и из нижних пластов, давления  $P_{изб}$  не будет или оно будет минимальным. При этом верхние пласты окажутся перекрыты столбом тампонажной смеси, а нижние – уравновесятся пробкой из тампонажной смеси, опустившейся ниже подошвы основной зоны поглощения. Интенсивное водопроявление из них может начаться после окончания продавливания тампонажной смеси, когда  $P_{изб}$  на них минимально. Если выше и ниже зоны поглощения находится несколько водопроявляющихся пластов, отличающихся по своим коллекторским свойствам, то водопроявления из них могут быть различной интенсивности. В результате их действия оставшийся в скважине стакан тампонажной смеси разбивается на несколько пробок, некоторые из которых могут быть перемещены по стволу.

Отрицательное влияние водопроявлений на мост тампонажной смеси в зоне поглощения усиливается гравитационными силами более тяжелой тампонажной смеси по сравнению с пластовой водой. Для примера проанализируем процесс ликвидации поглощения бурового раствора при бурении под кондуктор на глубине 250 м в скважине диаметром 295,3 мм. Изоляцию

ведут тампонажной смесью объемом  $8 \text{ м}^3$  и плотностью порядка  $1870\text{-}1900 \text{ кг/м}^3$  через пакер, установленный на  $50 \text{ м}$  выше кровли зоны поглощения.

В этом случае при продавливании тампонажной смеси по трубам максимальное  $P_{\text{изб}}$  на проницаемые пласты, расположенные ниже пакера, достигнет около  $2,2 \text{ МПа}$  (рис. 2, этап 2). При выходе тампонажной смеси из бурильных труб в открытый ствол скважины длина ее столба резко уменьшается и, следовательно, снижается давление на пласты в подпакерном интервале. К моменту поступления тампонажной смеси в зону поглощения  $P_{\text{изб}}$  понизится до  $1,6 \text{ МПа}$  (кривые  $cd$ ), а в конце продавливания при запланированном оставлении в стволе  $20 \text{ м}$  стакана тампонажной смеси над кровлей зоны  $P_{\text{изб}}$  на проницаемые пласты, находящиеся за пределами основной зоны поглощения, уменьшится до  $0,3\text{-}0,5 \text{ МПа}$ .

Общий объем жидкости, поступивший в основную зону поглощения и проницаемые пласты вне ее, составляет  $5,3 \text{ м}^3$ , что соответствует объему жидкости, находившейся в бурильных трубах и в открытом стволе в интервале от пакера до кровли зоны поглощения. Если предположить, что приемистость основной зоны поглощения  $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а проницаемых пластов в  $10$  раз меньше, то в них поступит  $20 \%$  общего объема жидкости, т.е.  $1,3 \text{ м}^3$ . Такой объем жидкости составляет около  $20 \text{ м}$  водяного столба в стволе скважины. Если даже  $2/3$  его поступит обратно в скважину после окончания продавливания тампонажной смеси, этого будет достаточно для оттеснения смеси по каналам поглощения из пласта в скважину.

Практика показывает, что наиболее часто водопроявления пластов, расположенных вне основной зоны поглощения, отмечаются при продавливании тампонажной смеси технической водой с оставлением в скважине стакана из тампонажной смеси длиной около  $20\text{-}30 \text{ м}$ . При этом часто получают пробки над кровлей зоны поглощения, которые из-за разбавления тампонажной смеси водой, как правило, непрочные.

Для изоляции зон с интенсивными поглощениями применяются смеси с высокой закупоривающей способностью. К таким смесям можно отнести соляробентонитовые растворы ОАО «Татнефть», глинолатексные смеси, тампонажные растворы высокой водоотдачи (ТРВВ, ТРВВФ) ВНИИБТ, а также полимерные пасты на основе ПАА и метаса ПермНИПИнефть, соляробентонитовые смеси КБ «Саратовнефтегаза», гелеобразующие составы (ГОС) на основе низкоконцентрированных водных растворов ПАА или КМЦ

ОАО «Башнефть», углеводородные цементные растворы (УЦР) с добавкой ускорителя схватывания и полимерного состава «Ремонт» и «Ремонт Н».

Традиционно существующие технологии и тампонажные смеси для изоляции катастрофических поглощений промывочной жидкости не позволяют надежно получить положительный результат. Кроме того, низкая пластовая температура в интервале бурения под кондуктор ( $8\text{-}12,5^\circ\text{C}$ ) осложняет выбор тампонажных материалов с малыми сроками схватывания. При изоляции зон поглощений данные технологические операции вынуждены проводить неоднократно, что ведет к удорожанию стоимости строительства скважин.

Следует также отметить, что используемые в тампонажных смесях химические реагенты в качестве добавок для улучшения их реологических параметров в большинстве своем не соответствуют требованиям ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ по токсичности. Последнее, особо нежелательно при ликвидации зон поглощений в интервалах залегания пресноводных горизонтов при бурении под кондуктор Казанского и Уфимского ярусов.

В ТатНИПИнефть в соответствии с приказом Миннефтепрома от  $15.02.88 \text{ г. № 85}$  «О коренной перестройке дела охраны природы в стране» с участием специалистов объединения «Татнефть» обоснованы новые конструкции добывающих и нагнетательных скважин, а также необходимость разобщения водоносных пластов верхнепермских отложений, предупреждения истощения запасов, засолонения или загрязнения питьевых вод. Рекомендуемые конструкции приведены на рис. 3 [4]. Необходимость учета рельефа местности и геолого-гидрогеологических условий разреза обусловлены тем, что дополнительные врезы и карсты приурочены к долинам рек, а родники к склонам водоразделов.

Исходя из этого, пресные воды, в основном расположенные до простираия «лингуловых» глин, во всех случаях рекомендуется разобщать спуском  $324 \text{ мм}$  обсадной колонны (промежуточным кондуктором). Зоны распространения карста перекрываются  $245 \text{ мм}$  кондуктором.

Предложенная авторами [4] конструкция скважин успешно применялась на нефтяных месторождениях Татарстана. Однако «утяжеление» конструкции привело к значительному удорожанию стоимости скважины и увеличению сроков их строительства. Вследствие удорожания сметной стоимости строительства

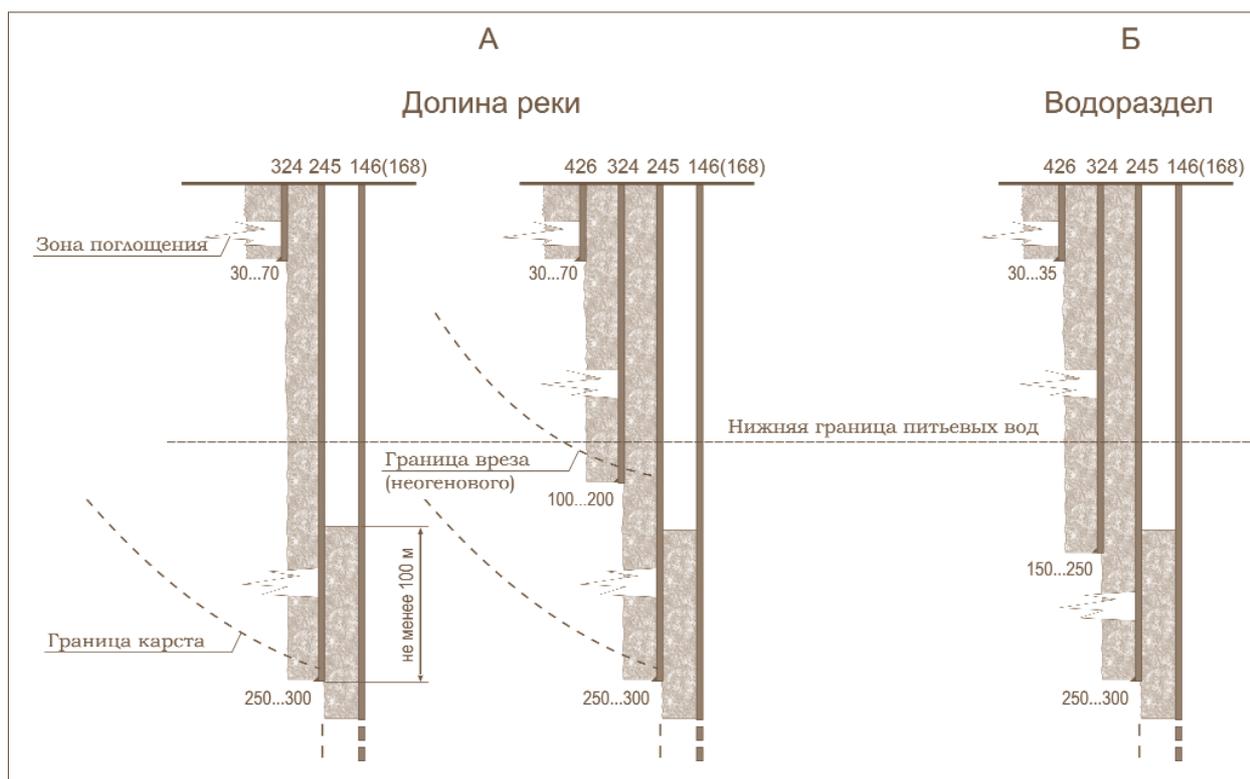


Рис. 3. Конструкции скважин для охраны подземных питьевых вод

скважин и дефицитности материалов (обсадная колонна, цемент и др.) область применения предложенной конструкции резко сократилась, и используется лишь при строительстве скважин в санитарных зонах, вблизи населенных пунктов и в районах родников.

ТатНИПИнефть разработана техника и технология локального крепления ствола скважины, пробуренного долотом диаметром 295,3 мм. Использование данной технологии позволяет предотвратить загрязнение пресноводных горизонтов Казанского яруса, не используя промежуточные обсадные колонны, а также изолировать кавернозные пласты с интенсивным поглощением бурового раствора в интервале залегания верхнепермских отложений.

Технология изоляции проблемных зон с применением оборудования локального крепления скважин (ОЛКС-295) предполагает выполнение следующих технологических операций:

1. Механический картаж процесса бурения при первичном вскрытии пласта.
2. Гидродинамические исследования ствола скважин (ГДИ).
3. Геофизические исследования ствола скважины (ГИС), которые проводят для уточнения границ вы-

сокопроницаемых пропластков и оценки состояния ствола скважины. Комплекс геофизических исследований для выделения поглощающих интервалов состоит из стандартных радиометрических методов (ГКиНГК) и кавернометрии (КВ). Для выделения степени минерализации, а следовательно, интервалов залегания пресноводных горизонтов используются методы ЭМКЗ, БК, РК, КВ и резистивиметрия.

По результатам исследований (механический картаж, ГДИ, ГИС) определяют интервал установки ОЛКС-295.

4. Диаметр ствола скважины увеличивают расширителем РРМ-295/318 до размеров, равных диаметру устанавливаемого профильного перекрывателя (ПП).

5. Профильный перекрыватель, представляющий собой гофрированную в продольном направлении шестилучевую трубу, спускают на буровых трубах, устанавливают в выбранном интервале и созданием внутреннего избыточного давления выправляют профильную часть трубы. В процессе выправления перекрыватель принимает форму, близкую к цилиндру, и за счет его прижатия надежно закрепляется в стволе скважины.

6. Спуском роликового развальцевателя РР-230/300 профильный перекрыватель развальцовывается, и тем самым обеспечивается плотное прижатие ПП со ство-

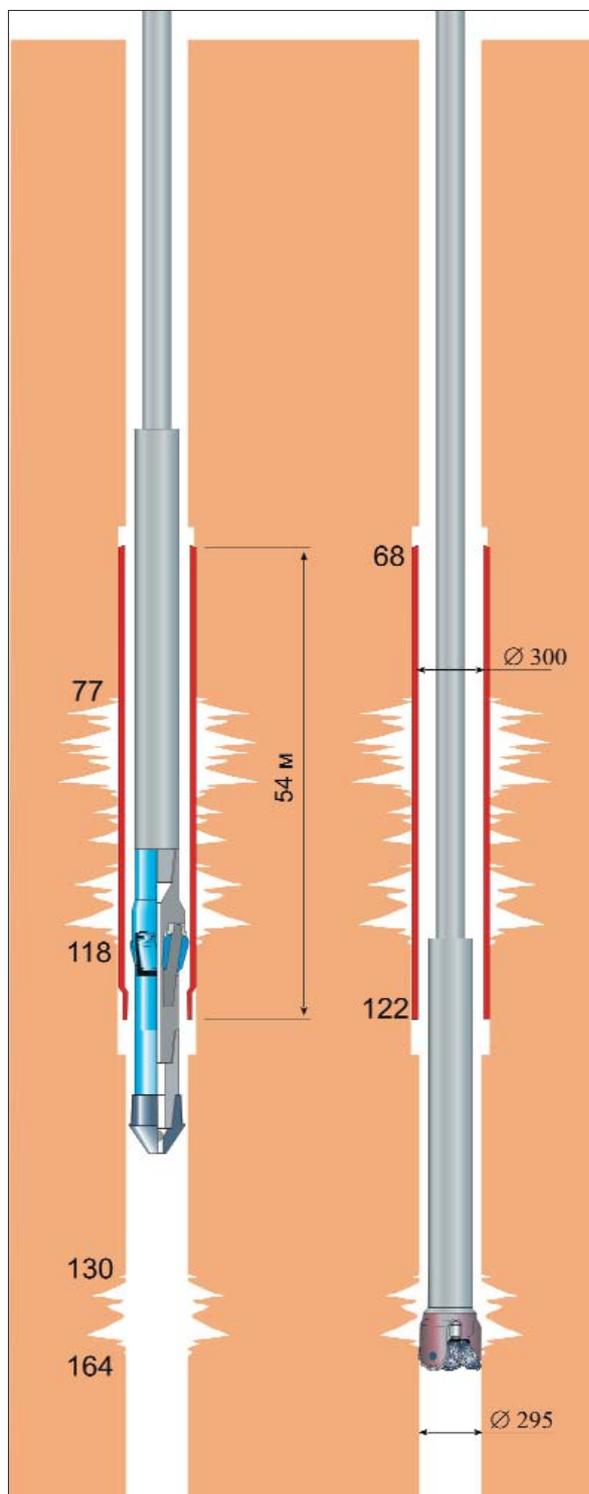


Рис. 4. Изоляция зон осложнений профильным перекрывателем ОЛКС-295 на скв. 780 Тат. Кандызской площади

лом скважины. Герметизация обеспечивается за счет пакерных элементов, установленных на профильном перекрывателе.

Разработанная технология изоляции зон осложнений была успешно применена на двух скважинах ОАО «Татнефть» – 781 и 780 Тат. Кандызской площади.

По степени сложности обе скважины аналогичны, поэтому рассмотрим процесс изоляции проблемных зон на примере скв. 780 (рис. 4).

Скважина обсажена направлением диаметром 324 мм до глубины 50 м и пробурена долотом диаметром 295,3 мм до глубины 440 м. Промывочная жидкость ЕВС.

По результатам механического каротажа определены зоны поглощения промывочной жидкости на глубине 80 м и 162-165 м, сопровождаемые увеличением механической скорости и уменьшением выхода циркуляции. Статический уровень жидкости: при забое 85 – 70 м, при забое 360 – 80 м. По результатам ГИС (РК, каверномер) выделено две зоны разуплотнения в интервалах 77-118 м и 130-164 м.

Интерпретацией результатов проведенных исследований определен интервал установки профильного перекрывателя 68-122 м для изоляции разуплотненной зоны поглощения 77-118 м. Второй интервал разуплотнения (130-164 м) было решено изолировать намывом инертных наполнителей с глинистым раствором.

Компоновкой инструмента, включающей долото диаметром 295,3 мм, расширитель РРМ-295/318, УБТ 165–25 м, бурильные трубы, произвели увеличение диаметра скважины в интервале 64-127,8 м. Механическое расширение 63,8 м ствола скважины осуществлялось в течение 3,42 ч. со средней механической скоростью 18,65 м/ч.

Произвели гидродинамические исследования интервала 50-440 м буровым насосом. При исследовании одним буровым насосом производительностью 16 л/с (60 м<sup>3</sup>/ч.) давление в нагнетательной линии составило 0. При исследовании двумя буровыми насосами производительностью 32 л/с (120 м<sup>3</sup>/ч.) давление в нагнетательной линии составило 0,5 МПа.

На мостках буровой установки подготовили 4 секции перекрывателя общей длиной 54 м. Соединение профильных труб в секции производили сваркой по профильному сечению. Собрали профильный перекрыватель на устье, сваривая подготовленные секции труб по профильному сечению. На бурильных трубах с

контрольным замером инструмента спустили пере-  
крыватель в интервал 68-122 м.

Цементировочным агрегатом ЦА-320 создали в ко-  
лонне бурильных труб давление 8,0 МПа, выдержали в  
течение трех минут, а затем снизили до нуля. Прове-  
рили устойчивость перекрывателя осевому смещению  
натяжкой инструмента до 15 тс. При натяжении ко-  
лонны 1,0-1,5 тс отсоединили посадочную муфту от  
перекрывателя вращением инструмента вправо за 7,5  
оборотов ротора. Подняли посадочную муфту из сква-  
жины.

Компоновкой, включающей роликовый развальцева-  
тель РР-230/300 с захватным устройством для подъе-  
ма башмака, УБТ 165–25 м, бурильные трубы, разваль-  
цевали перекрыватель. Осевая нагрузка при разваль-  
цовке цилиндрического участка составляла 0-5 тс, при  
развальцовке профильного участка осевая нагрузка не  
превышала 2 тс. Средняя механическая скорость раз-  
вальцовки 20 м/ч. Промывка осуществлялась одним  
насосом производительностью 16 л/с. Захват башмака  
сопровождался увеличением давления на стояке с 2,0  
до 6,0 МПа, что являлось сигналом об успешном сра-  
батывании захватного устройства.

После подъема развальцевателя с башмаком прошаб-  
лонировали перекрыватель спуском компоновки: БК  
245, шаблон из трех обсадных труб диаметром 245 мм.  
Прохождение компоновки свободное, без посадок.

Произвели гидродинамические исследования буро-  
вым насосом интервала 50-440 м. При закачке жидко-  
сти одним буровым насосом производительностью 16  
л/с (60 м<sup>3</sup>/ч.) давление в нагнетательной линии соста-  
вило 5 МПа.

Применение перекрывателя ОЛКС-295 длиной 54 м  
позволило изолировать верхнюю зону поглощения  
промывочной жидкости. Нижнюю зону, расположен-  
ную в интервале 130-164 м, изолировали намывом 3 т  
кордного волокна и 40 м<sup>3</sup> глинистого раствора. Кон-  
дуктор спустили на проектную глубину и зацементи-  
ровали. По данным АКЦ и СГДТ качество цементиро-  
вания кондуктора в интервале 0-440 м хорошее.

Таким образом, можно сделать вывод о необходи-  
мости изоляции несовместимых горизонтов спуском до-  
полнительной обсадной колонны или селективной  
изоляция пресноводных горизонтов и зон с полным  
уходом промывочной жидкости профильными пере-  
крывателями с последующим спуском и цементирова-  
нием 245 мм кондуктора.

### Список литературы

1. Абдрахманов Г.С., Сафонов Ю.А., Зайнуллин А.Г. Изо-  
ляция зон поглощения стальными трубами без  
уменьшения диаметра скважины // Нефтяное хо-  
зяйство. – 1982. – № 4. – С. 26-28.
2. Курочкин Б.М. Ликвидация осложнений при буре-  
нии скважин // Нефтяное хозяйство. – 1993. –  
№ 5. – С. 3-5.
3. Исследование и изоляция зон поглощений с приме-  
нением пакеров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – 71 с.  
(Обзор. инф. – Сер. Бурение. – Вып. 5 (67).
4. РД 39-0147585-049-90. Технология крепления сква-  
жин, обеспечивающая охрану пресных вод при  
строительстве скважин / И.С. Катеев, А.С. Тимиров,  
И.А. Рахимов и др.; ТатНИПИнефть. – Бугульма,  
1990. – 14 с.

## РАСШИРИТЕЛЬ СТВОЛА СКВАЖИН

*Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н.,  
Киришин А.В., Халитова С.М. (ТатНИПИнефть),  
Маршеников А.А. (СП ЗАО «Удол»)*

Одним из основных инструментов в комплексе оборудования, которое применяется для осуществления технологии локального крепления скважин профильными перекрывателями, являются расширители. Установка одного или нескольких профильных перекрывателей в одной скважине с сохранением ее диаметра возможна только в случае предварительного расширения ствола скважины до необходимых размеров. При этом расширители по своим техническим параметрам не должны уступать современным долотам, которые применяются при бурении скважин.

В отечественной и зарубежной практике строительства скважин применяются расширители различных конструкций.

Раздвижные расширители конструкции ТатНИПИнефть предназначены для подготовки отдельных участков ствола скважин с целью установки профильных перекрывателей без уменьшения их диаметра (рис. 1). Они могут быть применены также для бурения скважин с одновременным расширением, расширения суженных участков ствола, выпрямления перегибов ствола, удаления глинистой корки и др. Раздвижной расширитель может быть использован и для выполнения ремонтных работ в колонне или при ликвидации обрывов колонны. В этом случае необходимо заменить породоразрушающие рабочие элементы расширителя металлорежущими.

Трехшарошечный расширитель РРМ 216/237 предназначен для увеличения диаметра ствола скважины в заданном интервале в диапазоне 215,9 – 237 мм.

Рабочие элементы расширителя состоят из плашек, установленных в наклонных пазах типа «ласточкин хвост» корпуса. Плашки оснащены цапфами, жестко соединенными с ними, на которых с возможностью вращения установлены шарошки с твердосплавными зубками. Расчетным путем определены конструкция шарошек расширителя, оптимальное количество твердосплавных зубков и геометрия их расположения. Причем зубки на каждой из шарошек расположены с различным шагом. Конструкция плашек обеспечивает надежную калибровку стенок скважины до оптимального диаметра.

В расширителе гидромеханического действия выдвигание породоразрушающих элементов в рабочее положение происходит под действием давления создаваемого промывочной жидкостью, а возврат их в транспортное положение осуществляется за счет усилия разжатия пружины.

Раздвижной расширитель используется со съемным пилотным наконечником, в качестве которого применяется обычное шарошечное долото. Основное его назначение – направление, центрирование и, при необходимости, проработка пилотного участка ствола скважины.

Промысловые испытания расширителей подтвердили их высокие рабочие параметры. Выход породоразрушающих элементов в рабочее положение происходит при давлении 3-4 МПа, расширение ствола скважины до оптимального диаметра 237 мм осуществляется при механической скорости 3-9 м/ч, при этом проходка за один спуск бурового инструмента составляет 50-70 м в зависимости от крепкости пород.

В целях улучшения технико-экономических параметров совместно с СП ЗАО «Удол» были разработаны новые конструкции породоразрушающих элементов



Рис. 1. Расширитель PPM 216/237 с шарошечными породоразрушающими элементами



Рис. 2. Расширитель PPM 216/237 с плашками армированными резами PDC

расширителя, в которых функции расширения и калибровки ствола скважины выполняют специальные плашки (рис. 2).

Плашки нового расширителя оснащены двумя типами породоразрушающих элементов – это резцы, армированные синтетическими алмазами (PDC) с конфигурацией алмаза PLAIN (плоский, простой) и зубки из твердого сплава, которые применяются для шарошечных долот. При проектировании данной конструкции плашек использовалась программа Wear Graph компьютерного моделирования породоразрушающего инструмента и их расчет на износ для долот PDC. Это позволило оптимизировать размещение режущих и калибрующих элементов вооружения расширителя для увеличения его работоспособности, а также минимизировать дисбаланс сил вызывающих вибрацию расширителя.

Для расчета износа плашек задаются следующие параметры: проходка, механическая скорость, скорость вращения инструмента, крепкость породы, коэффициент трения режущих элементов по породе, диаметр расширения, количество плашек и т.д. По результатам расчетов получены график зависимости износа резцов PDC от их диаметрального расположения на корпусе плашки (рис. 3) и график расположения резцов PDC по высоте и длине на корпусе плашки (рис. 4).

Первый график показывает число износа резцов. Число износа – это условная величина, выражающая количество алмаза, используемого в резце на единицу выбуренной породы. Оптимальное число износа –

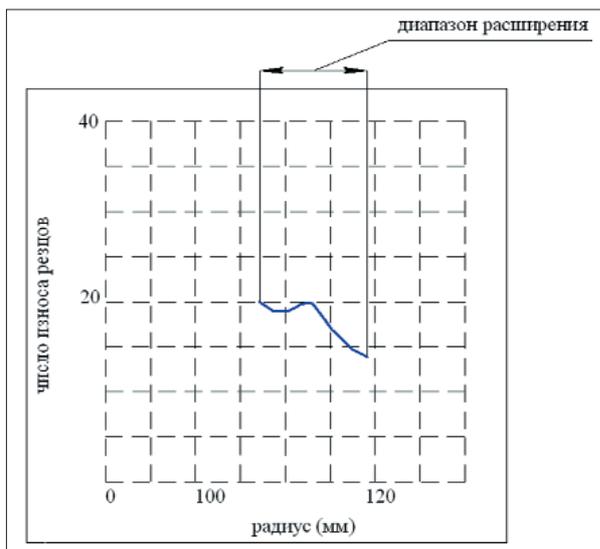


Рис. 3. График зависимости износа резцов PDC от их диаметрального расположения на корпусе плашки

это число, при котором резец работает без разрушения с определенным запасом прочности, для крепких пород оно составляет 20...40 единиц.

Расчет числа износа позволяет определить глубину внедрения каждого отдельного резца в породу, а значит, и общее количество резцов на плашке, необходимое для расширения ствола скважины до нужного размера.

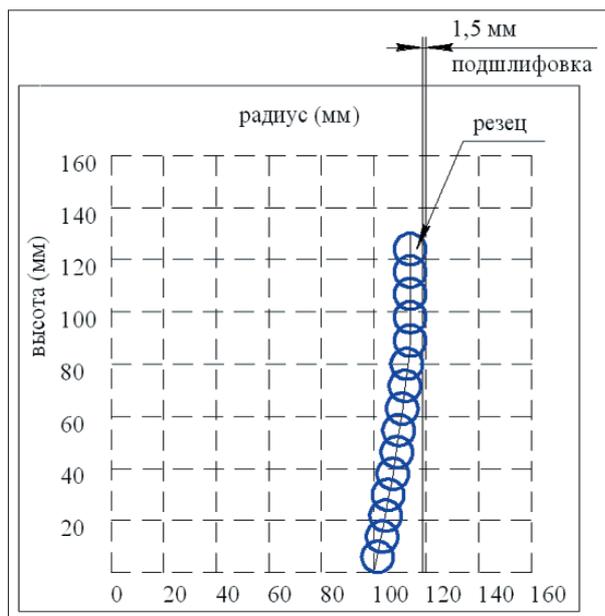
Исходя из этих данных, строится график расположения резцов PDC по высоте и длине на корпусе плашки (рис. 4), который определяет координаты резцов.

Из этого графика видно, что резцы с 1 по 11 установлены на конической поверхности плашки с равномерным шагом в два ряда для обеспечения равного по толщине срезаемого слоя породы, приходящегося на один резец. Резцы с 12 по 15 установлены на цилиндрической поверхности, подшлифованы на 1,5 мм и обеспечивают калибровку стенки скважины в размер, необходимый для установки экспандируемой трубы. Все резцы установлены с обеспечением переднего угла резания  $30^\circ$ , что соответствует стандарту DPI (Diamond Products International USA) для бурения в твердых породах.

Основным отличием данной конструкции плашек является то, что каждый резец продублирован дополнительным элементом, по терминологии фирмы HUSLOG называемым «импрегом». Эти зубки выполняют несколько функций.

Во-первых, они предохраняют резцы от ударных нагрузок, которые возникают от вибраций в процессе вращения бурильной колонны. Наиболее разрушительными для резцов PDC являются поперечные колебания. Когда отдельно взятый резец PDC вступает в контакт с породой, мгновенный центр вращения расширителя смещается к точке контакта резца с породой. Это, в свою очередь, приводит к перемещению расширителя в обратном направлении и ударной нагрузке на резец PDC, находящийся на противоположной стороне от центра вращения. Резцы, защищенные «импрегами», стабилизируют работу расширителя и уменьшают его поперечные колебания. «Импрег» воспринимает на себя основную часть любой направленной сзади ударной силы, тем самым защищая PDC от повреждения.

Во-вторых, они производят предразрушение породы, тем самым снимая нагрузку на режущую кромку резца. Зубок образует ядро предразрушения породы путем создания в ней трещин, зон растяжения и других



**Рис. 4. График расположения резов PDC по высоте и длине на корпусе плашки**

деформаций, что способствует уменьшению ее сопротивляемости идущему за ним резу PDC. Кроме того, эффективность работы таких плашек, по сравнению с шарошечной конструкцией, заключается еще и в том, что частица шлама, образованная за счет действия зубка шарошки, может оставаться на месте своего образования из-за прижатия дифференциальным давлением, а ее сдвиг и вынос может осуществляться или потоком жидкости, или повторным действием зубка. При использовании резов разрушение и сдвиг образующегося шлама составляют единый процесс. Частица шлама никогда не остается на месте своего образования при любом дифференциальном давлении, т. е. резец является и разрушающим, и очищающим инструментом одновременно.

В-третьих, вследствие равномерного распределения нагрузок между резом PDC и дублирующим его «импрегом» уменьшается абразивный износ режущих элементов.

В отличие от известной технологии HIBRID дополнительный элемент – «импрег» расположен в данной конструкции впереди плашек стандартного реза PDC. «Импрег» № 1, установленный на плашке, дублирует резец № 1, установленный на следующей по ходу вращения плашке, а «импрег» № 2 – резец № 2 и т. д.

На калибрующей части плашек также наплавлены полоски из твердого сплава, которые выполняют центрирующую и калибрующую функции, но чтобы не со-

здавать повышенного трения о стенки скважины, выполнены короткими.

Первые варианты плашек были оснащены только резами PDC. В результате воспринимаемых ударных нагрузок они быстро получали трещины, скалывались и становились неработоспособными. Проходка на расширитель, оснащенный такими плашками, была не намного больше проходки расширителя шарошечного типа.

При расширении ствола скв. 1355 Енорускинского месторождения испытывался первый вариант расширителя, оснащенного плашками с резами PDC, но без дублирующих зубков-«импрегов». Производилось расширение скважины, пробуренной долотом 215,9 мм, до диаметра 234 мм в интервале 966-1011 м. Стратиграфическое подразделение – серпуховский надгоризонт. Горный разрез представлен доломитами перекристаллизованными, участками кавернозными и трещиноватыми с включениями гнезд ангидрита и известняка. Средняя механическая скорость расширения составила 3,78 м/ч. Осевая нагрузка при расширении была 25-35 кН. После подъема расширителя, диаметр описанной окружности по стабилизирующим зубкам в рабочем положении составил 228 мм, то есть диаметр уменьшился на 6 мм.

Многие резы имели сколы и абразивный износ. Следы абразивного износа имелись также на теле самой плашки.

По результатам этих испытаний была произведена корректировка конструкции плашек. С целью уменьшения момента на роторе конусообразно расточили переднюю торцевую часть плашки до диаметра 198 мм. На калибрующую часть плашки был нанесен износостойкий материал в виде полос высотой 2,5 мм под углом 45° через каждые 10 мм. Испытание этих плашек проводилось при расширении ствола скв. 39484 Западно-Лениногорской площади. Стратиграфическое подразделение – серпуховский надгоризонт. Интервал расширения 934-982 м. В этой скважине применялась технология бурения долотом 215,9 мм с одновременным расширением до диаметра 234 мм. Оптимальная осевая нагрузка при роторном бурении и расширении ствола скважины составляет 90-120 кН. Механическая скорость при этом составила 6,19 м/ч и она сопоставима с механической скоростью роторного бурения (6,48 м/ч.). Максимальный износ и разрушения получили первые резы – до 5 мм по диаметру. Остальные резы имели меньший износ, около 1-1,5 мм. Испытания показали, что на-

грузка на первый резец превышает допустимый предел прочности, в результате чего происходит разрушение алмазных пластин.

С учетом всех этих недостатков заново был произведен расчет нагрузок воспринимаемых каждым резцом. Кроме этого, перед каждым резцом был установлен дублирующий элемент «импрег» из сплава ВК11ВК. Общее количество резцов увеличилось с 11 до 15 штук. Испытания одного комплекта модернизированных плашек проводились при бурении скв. 28907 Восточно-Ленинградской площади и скв. 40101Р Азнакаевской площади.

Скв. 28907. Стратиграфическое подразделение – нижнефаменский, верхнефаменский подъярусы и мандымский горизонт. Горный разрез представлен известняками серыми, участками трещиноватыми и пористо-кавернозными прослоями доломитизированными. Интервал одновременного бурения и расширения ствола скважины 1587-1683 м. Средняя механическая скорость составила 6,3 м/ч. Износа и разрушения резцов не отмечено.

Скв. 40101Р. Стратиграфическое подразделение – башкирский, намюрский ярусы и серпуховский надгоризонт. Горный разрез представлен известняками с прослоями доломитов. Интервал одновременного бурения и расширения ствола скважины 799-904 м. Механическая скорость – 7,34 м/ч. На режущих и калибрующих резцах имеются абразивный износ и незначительные сколы PDC. Суммарный износ диаметра описанной окружности по калибрующим резцам составил 1,2 мм. Общая проходка на один комплект пла-

шек составил 201 м, ресурс которых, ориентировочно, отработан на 60 %. В процессе последних испытаний определены оптимальные режимы работы с плашками, оснащенными резцами PDC, при одновременном бурении и расширении ствола скважины: число вращения ротора 6,8-8,37 с<sup>-1</sup> (65-80 об/мин.), осевая нагрузка 90-120 кН, производительность насоса 0,012-0,016 м<sup>3</sup>/с.

Максимальная проходка плашек последней модификации составила 450 м при установке профильного перекрывателя на скважине 41-KL (Иран) в интервале работы расширителя 3340-3790 м.

Таким образом, применение расширителя с плашками, оснащенными резцами PDC и твердосплавными зубками «импрег», значительно увеличивает показатели бурения по сравнению с шарошечным расширителем:

- механическую скорость в 2-2,5 раза;
- проходку более 10 раз.

### Список литературы

1. Барский И.Л., Гусман А.М., Мессер А.Г. Пути совершенствования алмазно-твердосплавных долот для бурения в крепких породах // Бурение и нефть.- 2002. – № 7. – 21 с.
2. РД 39-0148052-526-86. Инструкция по эксплуатации породоразрушающих инструментов, оснащенных природными, синтетическими алмазами / Абрамсон М.Г. и др. – М.: ВНИИБТ, 1987.
3. Технический бюллетень фирмы «Хайкалог».

## РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ ДВУХКАНАЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕЙ

Мелинг К.В. (ТатНИПИнефть)

Для проектирования профильных перекрывателей для скважин и колонн различных диаметров в ТатНИПИнефть разработана методика и алгоритм расчета параметров профильного сечения двухканальных труб, которые отражены на блок-схеме, представленной на рис. 1, и включают следующие этапы:

- задание исходных данных;
- вычисление основных диаметральных размеров перекрывателя;
- выбор типа профиля;
- расчет параметров, соответствующих конкретному типу профиля;
- расчет параметров, соответствующих всем типам профилей;
- вычисление минимального допустимого радиуса изгиба;
- вывод расчетных данных.

На расчетной схеме (рис. 2), представлены основные параметры профиля и трубной заготовки, по которым определяются их длины дуг по средней линии.

На основании равенства длин дуг профиля и заготовки составлено уравнение:

$$\rho_3 \pi / 2 = r\alpha + r\alpha_1 + \rho\varphi_1, \quad (1)$$

выражая углы  $\alpha_1$  и  $\varphi_1$  через углы  $\alpha$  и  $\varphi$  (рис. 2) и подставляя их в уравнение (1) получено уравнение:

$$\rho_3 \pi / 2 = r(2\alpha + \varphi) + \rho(\pi/2 - \varphi). \quad (2)$$

Решением треугольника (рис. 2), согласно теоремы синусов, получено новое уравнение:

$$(\rho - r)\sin\varphi = 2r \sin\alpha. \quad (3)$$

Задав уравнения взаимосвязи между радиусами профиля и трубной заготовки:

$$\rho = \beta\rho_3, \quad (4)$$

$$r = \beta_1\rho, \quad (5)$$

после решения системы уравнений (2) – (5) выведены зависимости соотношения радиусов профиля от углов  $\alpha$  и  $\varphi$  (рис. 2):

$$\beta_1 = \sin\varphi / (2\sin\alpha + \sin\varphi). \quad (6)$$

$$\beta = \pi / [4\beta_1\alpha + 2\varphi(\beta_1 - 1) + \pi], \quad (7)$$

где  $\beta$  – соотношение радиусов  $\rho/\rho_3$ ;  $\beta_1$  – соотношение радиусов  $r/\rho$ .

Из формул (6) и (7) следует, что соотношения радиусов являются функциями двух переменных  $\alpha$  и  $\varphi$ .

При фиксированных значениях  $\alpha$  и  $\varphi$  функции имеют вид, представленный на рис. 3 и 4.

Исследование функции  $\beta=f(\varphi)$  при  $\alpha=90^\circ$  показывает, что она имеет свой локальный минимум при угле  $\varphi=46,5^\circ$ , который является оптимальным для двухканального профиля. Значение функции в точке минимума составляет 0,86718314, которое в расчетах параметров профиля принимают за теоретическую константу  $\beta_T$ . Значение  $\beta_1$  при  $\varphi=46,5^\circ$  является также теоретической константой, которая применяется в расчетах параметров профиля как  $\beta_{1T}=0,26615587$ .

Анализом функций, представленных на рис. 3 и 4, выявлено, что в зависимости от соотношений радиусов  $\beta$  и  $\beta_1$ , при проектировании профилей возможны три их типа, расчет которых представлен в блок-схеме (рис. 1).

Используя формулы блок-схемы, представленной на рис. 1, как алгоритм, составлены программы расчета и построения профилей перекрывателей на ЭВМ.

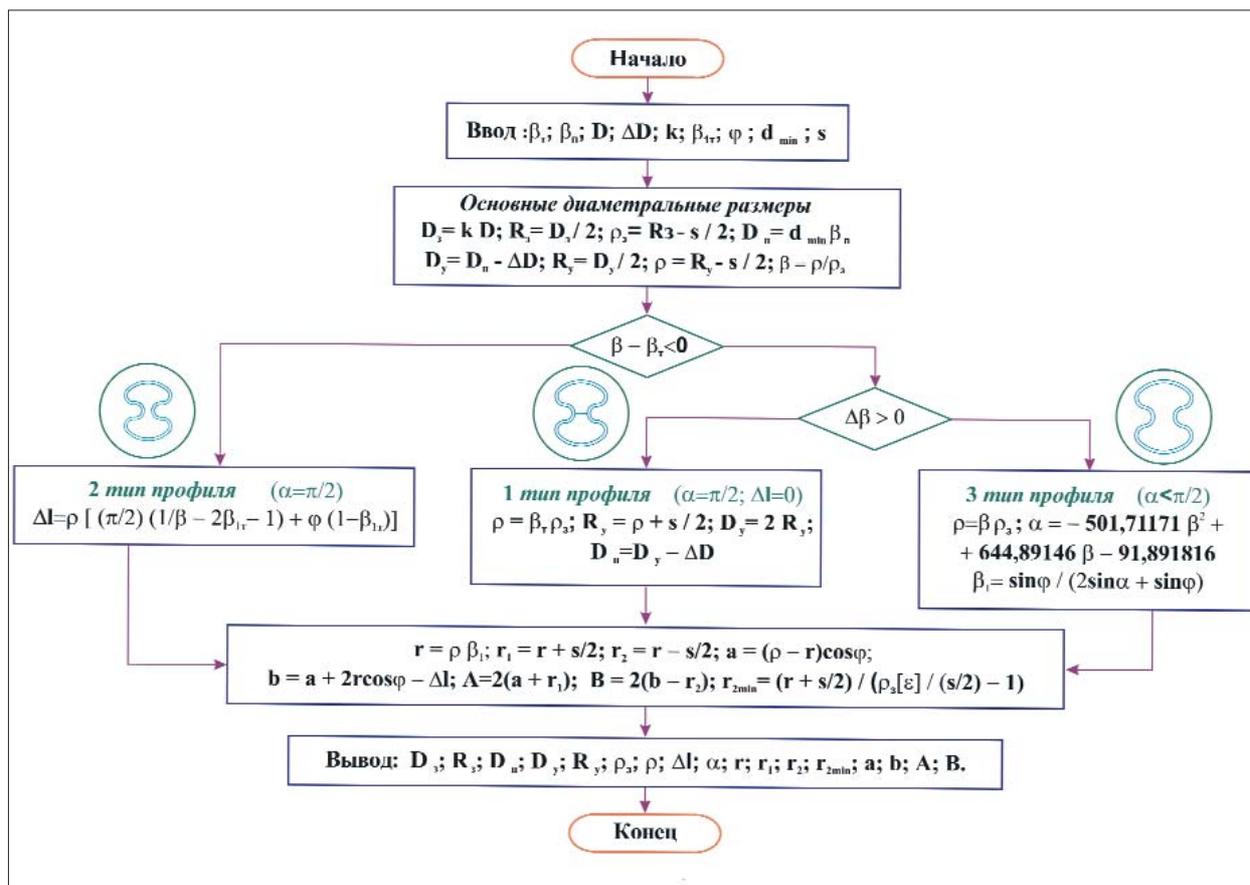


Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета профиля перекрывателя

Задавая исходные данные, характеризующие условия скважины (внутренний диаметр откалиброванной обсадной колонны  $D$  в интервале установки перекрывателя; минимальный внутренний диаметр проходного сечения в обсадной колонне  $d_{\min}$ ; коэффициент  $\beta_n$ , характеризующий зазор между колонной и перекрывателем в процессе спуска его в скважину, принимаемый в пределах от 0,93 до 0,97; коэффициент натяга перекрывателя в колонне  $k$ , принимаемый 1.01-1.02) и конструктивные элементы перекрывателей (приращение диаметра  $\Delta D$ , характеризующее максимальный размер диаметра перекрывателя; толщина

стенки профильной трубы  $s$ ; допускаемое относительное удлинение волокон  $[\varepsilon]$ ), а также используя выше приведенные значения  $\beta_T$ ,  $\beta_{1T}$  и  $\varphi$ , рассчитываются диаметры трубной заготовки  $D_z$ , перекрывателя  $D_n$  и параметры профилей  $D_\gamma$ ,  $R_\gamma$ ,  $\rho_z$ ,  $\rho$ ,  $\Delta l$ ,  $\alpha$ ,  $r$ ,  $r_1$ ,  $r_2$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $A$ ,  $B$  (рис. 5) для любых типоразмеров перекрывателей.

При применении данной методики расчета и программы автоматического построения профилей на ЭВМ при помощи программы «AutoCAD» спроектированы профили двухканальных труб для перекрывателей П-124У, П-144У, П-146, П-168, П-216 и др.

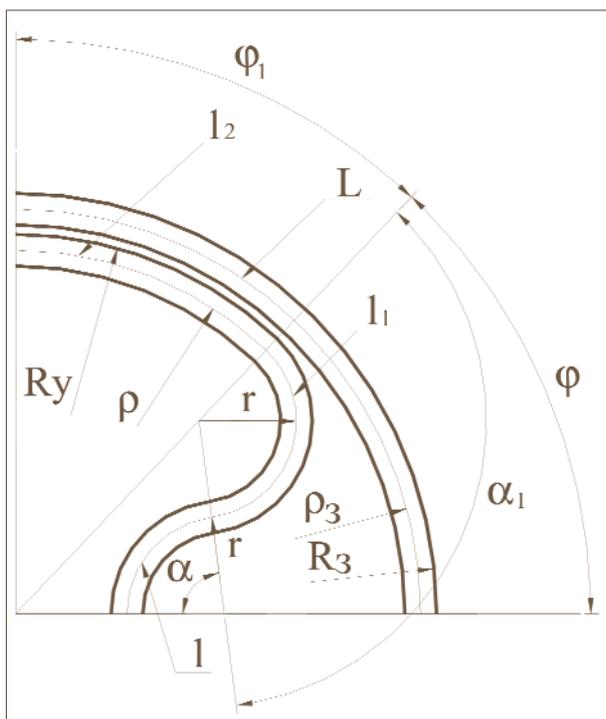


Рис. 2. Расчетная схема профиля двухканальных труб

$R_y$  – условный радиус профильной трубы;  $R_3$  – радиус трубной заготовки перекрывателя;  $\rho$  – радиус нейтрального слоя участка профиля с наименьшей кривизной;  $\rho_3$  – радиус нейтрального слоя трубы заготовки;  $r$  – радиус кривизны нейтрального слоя в выступах и во впадинах профиля;  $\alpha$  – половина угла охвата формующего ролика;  $\phi$  – угол, соответствующий сектору выступа и впадины профиля;  $L$  – длина дуги трубы заготовки по средней линии;  $l, l_1, l_2$  – длины дуг элементов профиля по средней линии;  $\alpha_1 = (\alpha + \phi)$  – смежный центральный угол, соответствующий дуге  $l_1$  выступа профиля;  $\phi_1 = \pi/2 - \phi$  – центральный угол, соответствующий дуге  $l_2$

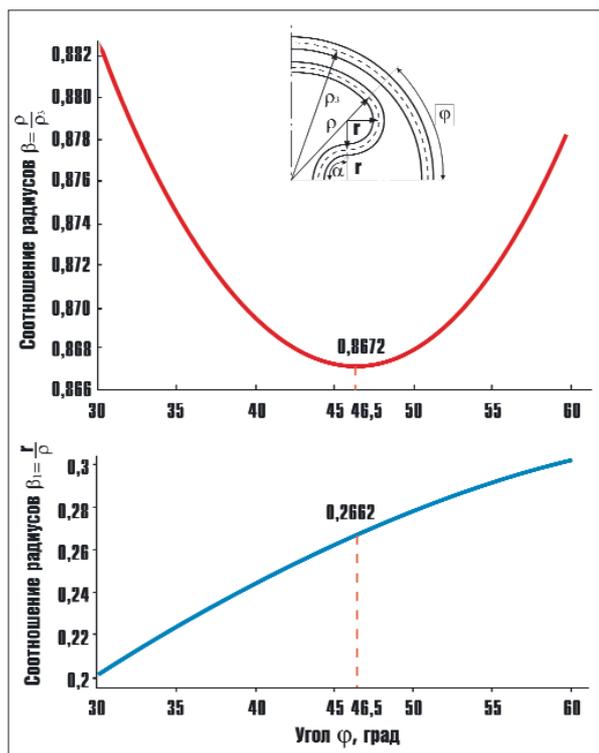


Рис. 3. Закономерность соотношения радиусов от угла  $\phi$  при  $\alpha = 90^\circ$

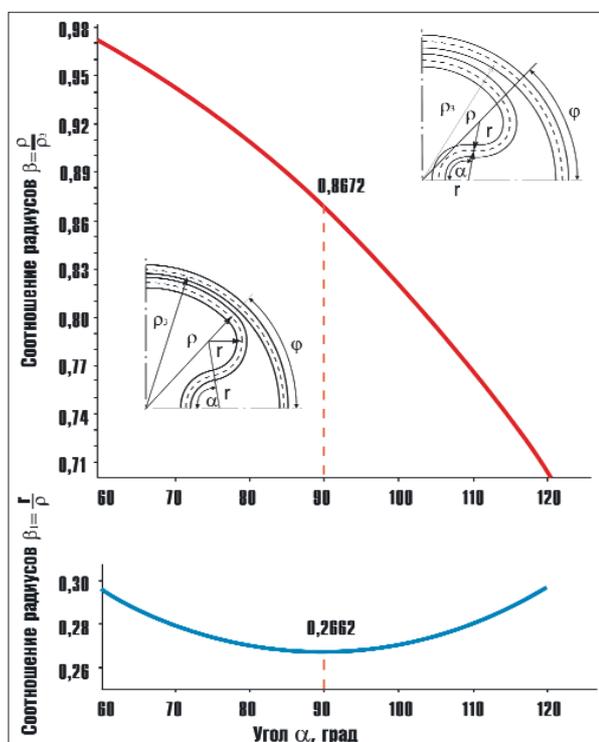
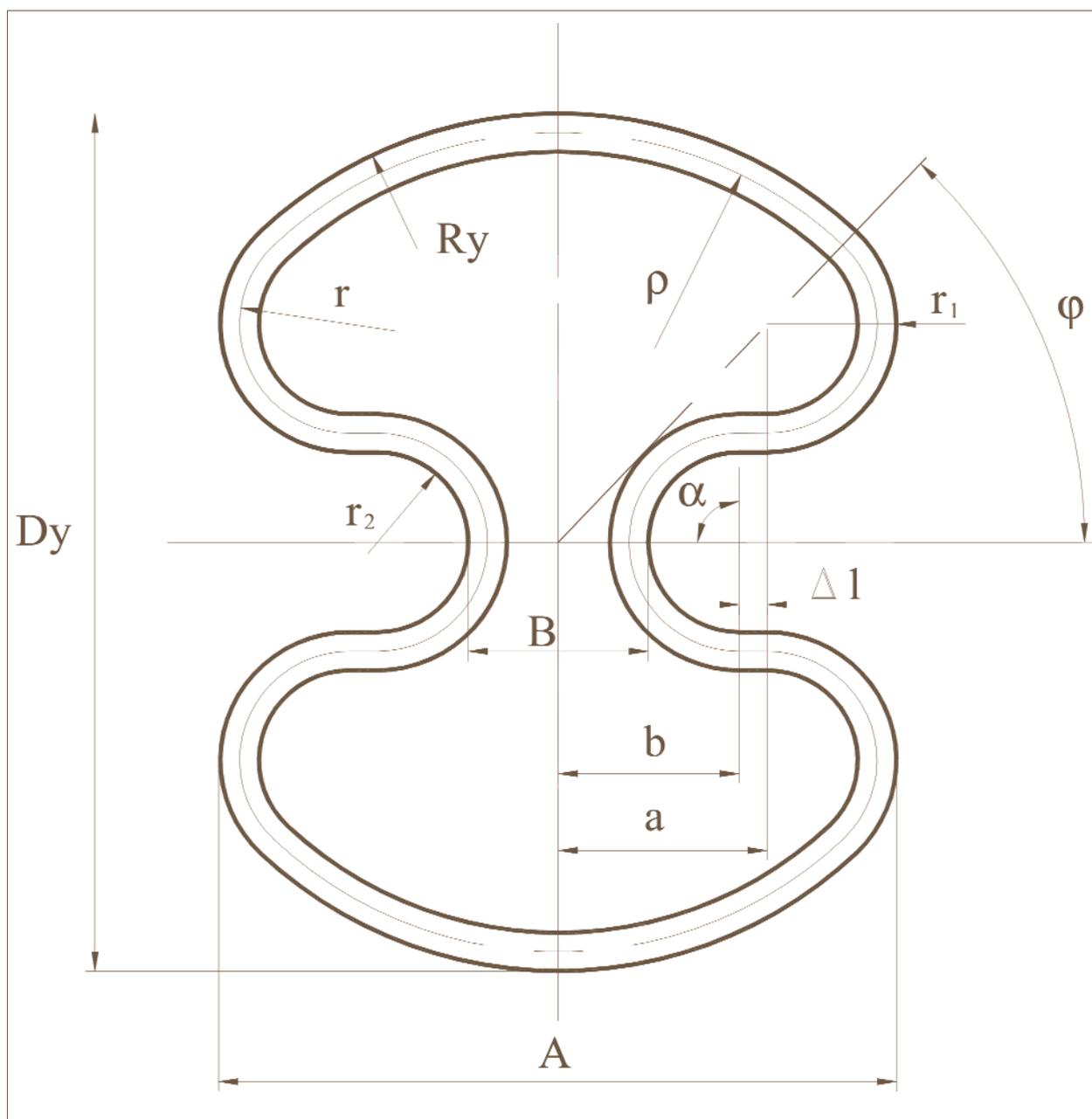


Рис. 4. Закономерность соотношения радиусов от угла  $\alpha$  при  $\phi = 46,5^\circ$



**Рис. 5. Основные расчетные параметры профилей двухканальных труб**

$D_y$  – условный диаметр профильной трубы;  $A$  – ширина профиля по выступам;  $B$  – ширина профиля по впадинам профиля;  $a$  – расстояние от вертикальной оси до центра окружности выступа профиля;  $b$  – расстояние от вертикальной оси до центра окружности впадины профиля;  $\Delta l$  – длина прямолинейного участка профиля;  $r_1$  – наружный радиус выступа профиля;  $r_2$  – наружный радиус впадины профиля; ( $R_y$ ,  $\rho$ ,  $r$ ,  $\alpha$ ,  $\varphi$  – параметры, обозначенные на рис. 2)

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ И ПРОЧНОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ РОЛИКОВЫХ РАЗВАЛЬЦЕВАТЕЛЕЙ

Мелинг К.В., Хамитьянов Н.Х.  
(ТатНИПИнефть)

Изучением отечественного и зарубежного опыта установлено, что наиболее перспективным направлением в области создания развальцевателей является разработка роликовых развальцевателей, так как силы трения при их применении минимальны.

Для разработки оптимальной конструкции роликовых развальцевателей необходимо было определить их геометрические и прочностные параметры. Детали, наиболее подверженные нагрузкам, такие как корпус и ось развальцевателя, необходимо рассчитывать на максимально возможные деформации при действии сил кручения и сдвига. Для расчета этих параметров развальцевателей были выведены формулы и разработаны алгоритмы и программы расчета корпуса и роликов развальцевателя.

При расчете ролика задаются исходные параметры, обозначенные на рис. 1 синим цветом, и рассчитываются параметры ролика, обозначенные на рис. 1 красным цветом, по формулам (1-16):

$$\alpha = \arctg 1/\sqrt{(i \sin \alpha_1)^2 - 1} \quad (1)$$

$$\alpha_2 = \alpha - \alpha_1 \quad (2)$$

$$m = D_1/2 - D_2/2 \quad (3)$$

$$h = m \cos \alpha_1 / \sin \alpha \quad (4)$$

$$d_p = D_1/i \quad (5)$$

$$d_{01} = d_p - 2 \operatorname{htg} \alpha_1 \quad (6)$$

$$h_1 = \Delta R \cos 30^\circ / \sin(30^\circ + \alpha_2) \quad (7)$$

$$\Delta R < (D_2/2 - d_H/2) \quad (8)$$

$$d_{02} = d_{01} - 2h_1 \operatorname{tg} 30^\circ \quad (9)$$

$$h_2 = z_p \sin 45^\circ / \sin(45^\circ - \alpha_2) \quad (10)$$

$$h_3 = h_4 - h_2 \quad (11)$$

$$H = h + h_1 + h_4 \quad (12)$$

$$d_{03} = d_p - 2h_3 \operatorname{tg} \alpha_2 \quad (13)$$

$$d_{04} = d_{03} - 2h_2 \quad (14)$$

$$d_{0\min} = \sqrt{2G/3\pi \sin \alpha_2 [\tau_{cp}]} \quad (15)$$

$$b = d_{04}/2 - d_0/2 \quad (16)$$

При расчете корпуса роликового развальцевателя задаются исходные параметры, обозначенные на рис. 2 синим цветом, и рассчитываются параметры корпуса роликового развальцевателя, обозначенные на рис. 2 красным цветом, по формулам (17-30):

$$d_{05} = D_1 - d_p \cos \alpha_2 \quad (17)$$

$$e_1 = h_4 \operatorname{tg} \alpha_2 \quad (18)$$

$$e_2 = (H - h_4 + z_0) \operatorname{tg} \alpha_2 \quad (19)$$

$$D_k = D_1 - 2z_k \quad (20)$$

$$d_1 = D_k - d_{05} - 2s \quad (21)$$

$$d_2 = 2(d_{04}/2 + e_1) \cos \alpha_2 \quad (22)$$

$$d_3 = 2[(z_0 + h) \sin \alpha_2 + (d_{01} \cos \alpha_2)/2 + z_1] \quad (23)$$

$$t = d_2 \operatorname{tg} \alpha_2 + t_1 \quad (24)$$

$$l_0 = (H - h_4 + z_0) \cos \alpha_2 + (d_{02} \sin \alpha_2)/2 + h_4 / \cos \alpha_2 + (d_2 \operatorname{tg} \alpha_2)/2 + l_{H1} + l_p \quad (25)$$

$$l_k = (D_k - d_M)/2 \operatorname{tg} \alpha_3 \quad (26)$$

$$L = l_M + l_k + l_{II} + t_1 + l_0 \quad (27)$$

$$L_k = (D_k - d_M)/2 \operatorname{tg} \alpha_3 \quad (28)$$

$$l_{II} = d_H/2 + L_k \operatorname{tg} \alpha_4 \quad (29)$$

$$l_{III} = l_0 - l_p - L_k - h_4 / \cos \alpha_2 - (D_k/2 + d_2/2 - d_{05}/2) \operatorname{tg} \alpha_2 \quad (30)$$

Как видно из рис. 2, выборки в корпусе выполнены в виде цилиндрических отверстий с его торцевой поверхности. В отверстиях закрепляются оси с втулками, которые обрабатываются совместно с корпусом и на них нарезается резьба замкового соединения. Самое слабое сечение конструкции роликового развальцевателя находится в плоскости А – А (рис. 3).

Расчет моментов кручения в опасном сечении корпуса А – А производится по формулам (31-39):

$$y_1 = (R_2 - r_2 - a_2) / 2a \quad (31)$$

$$c = 2 \sqrt{r^2 - y_1^2} \quad (32)$$

$$\varphi_1 = 2 \arcsin(c / 2r) \quad (33)$$

$$\varphi = 2 \operatorname{Arccsin}(c / 2R) \quad (34)$$

$$y = \sqrt{R^2 - c^2 / 4} \quad (35)$$

$$F = \pi(R^2 - r_1^2 - 3r^2) + 3(r^2 \varphi_1 - c y_1 - R^2 \varphi + c y) / 2 \quad (36)$$

$$I_K = FR^2 / 2 \quad (37)$$

$$W_K = I_K / R \quad (38)$$

$$M_K = [\tau_{кр}] W_K / 10 \quad (39)$$

Использование формул (1-39) после составления программ расчета роликовых развальцевателей на ЭВМ позволило определить оптимальные размеры корпуса, роликов и осей и прочностные характеристики развальцевателя.

После проведения расчетов установлено, что прочность опасного сечения развальцевателя на скручивание превышает прочность бурильных труб на скручивание.

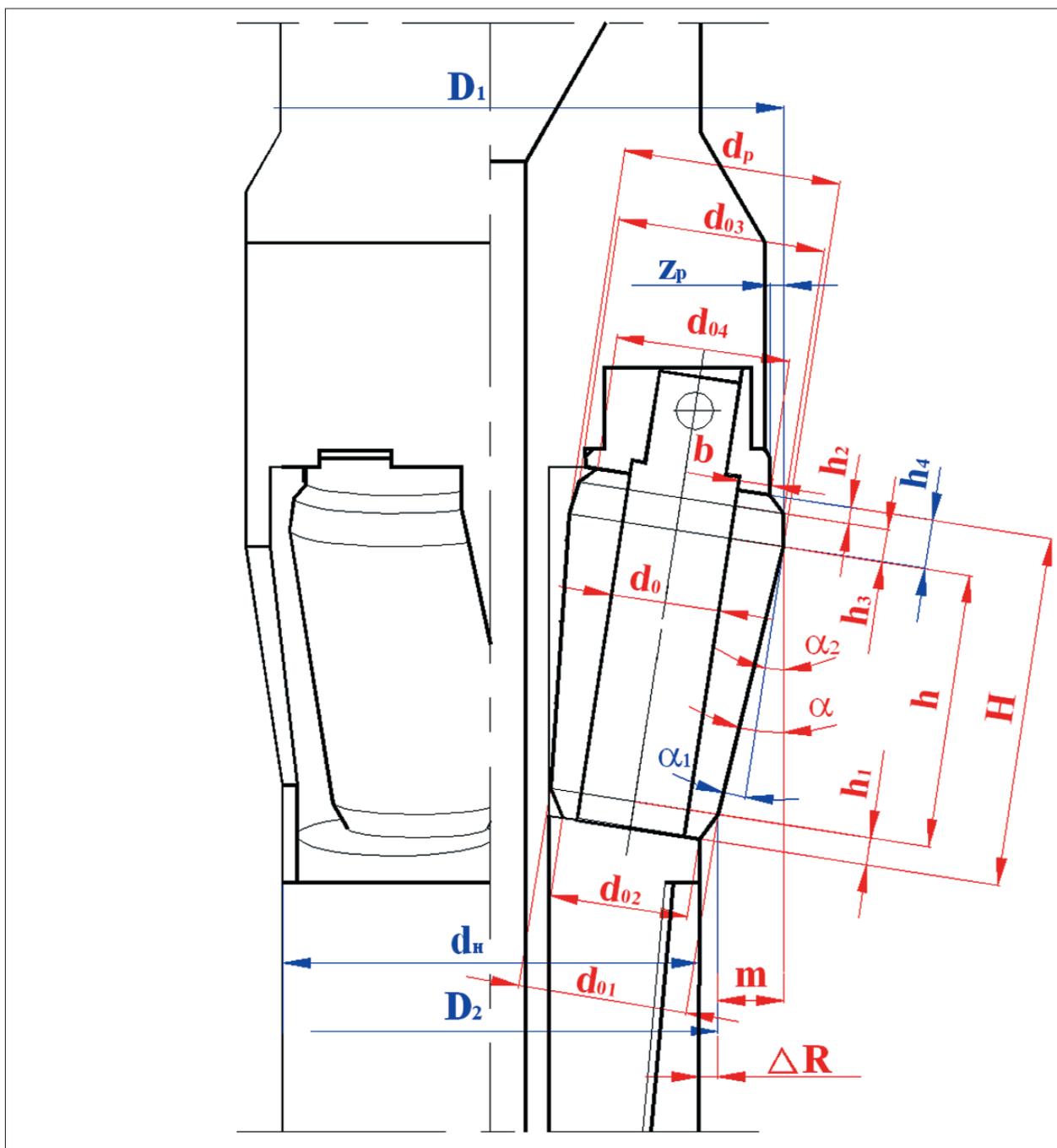


Рис. 1. Схема обозначений параметров роликового развальцевателя (PP) при расчете ролика:

**Исходные данные (синим цветом):**  $\alpha_1$  – угол наклона ролика;  $D_1$  – диаметр вальцевания;  $D_2$  – начальный диаметр вальцевания;  $i$  – передаточное отношение;  $d_n$  – диаметр ниппельной части развальцевателя (задается по замковой резьбе);  $z_p$  – зазор между вальцуемой трубой и верхней кромкой ролика;  $h_4$  – расстояние от торца до рабочего конуса ролика;  $G$  – осевая нагрузка на развальцеватель;  $[\tau_{ср}]$  – допустимое напряжение при срезе.

**Расчетные данные (красным цветом):**  $\alpha$  – угол вальцевания (раздачи трубы);  $\alpha_2$  – угол наклона оси ролика;  $m$  – величина раздачи по радиусу трубы;  $h$  – высота (длина) рабочей части ролика;  $d_p$  – больший диаметр рабочей части ролика;  $d_{01}$  – меньший диаметр рабочей части ролика;  $h_1$  – высота (длина) нижней конусной части ролика;  $h_2$  – высота (длина) верхней конусной части ролика;  $h_3$  – высота (длина) калибрующей части ролика;  $\Delta R$  – величина увеличения радиуса нижней конусной части ролика;  $d_{02}$  – диаметр ролика в нижней плоскости;  $d_{03}$  – диаметр ролика в верхней калибрующей части;  $d_{04}$  – диаметр ролика в верхней плоскости;  $H$  – высота (длина) ролика;  $d_{0min}$  – минимальный допустимый диаметр оси развальцевателя;  $d_0$  – диаметр оси развальцевателя, задается  $\geq d_{0min}$ ;  $b$  – ширина опорной поверхности ролика

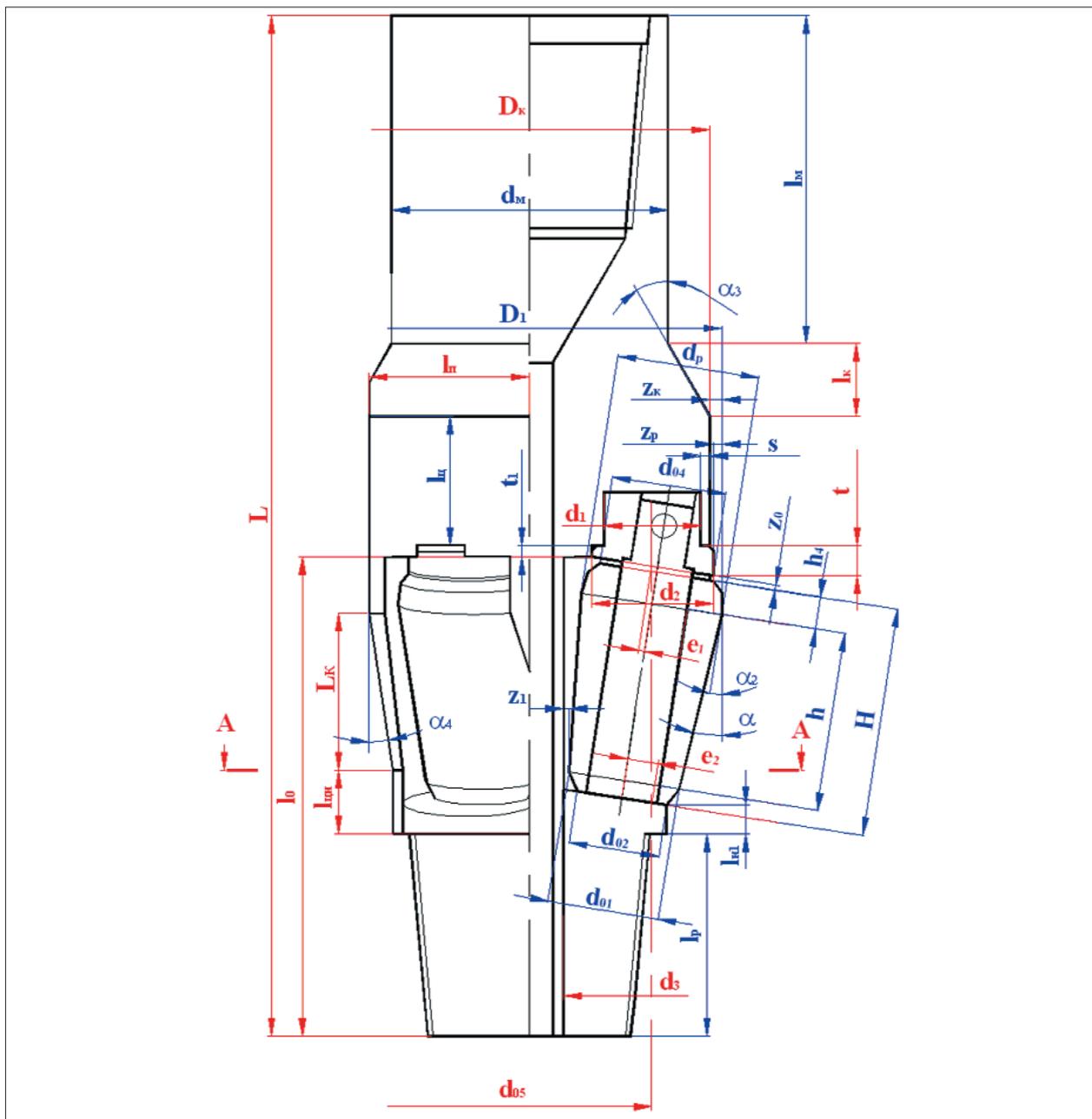


Рис. 2. Схема обозначений параметров РР при расчете корпуса:

**Исходные данные (синим цветом):**  $D_1$ ;  $d_p$ ;  $\alpha$ ;  $\alpha_2$ ;  $h_4$ ;  $H$ ;  $d_{04}$ ;  $d_{02}$ ;  $d_H$  – параметры ролика (рис. 1);  $z_0$  – осевой зазор между опорными поверхностями ролика и втулки;  $z_K$  – зазор между корпусом и вальцующей трубой;  $t_1$  – минимальная толщина опорной пяты;  $l_{H1}$  – длина цилиндрической ниппельной части от ролика до резьбы;  $l_p$  – длина замковой резьбы;  $d_M$  – диаметр муфтовой части развальцевателя (задается по замковой резьбе);  $\alpha_3$  – угол обратного конуса корпуса;  $\alpha_4$  – угол наклона плоскости ( $7,5^\circ$ );  $l_M$  – длина муфтовой части развальцевателя;  $l_{Ц}$  – длина цилиндрической части развальцевателя (от обратного конуса до боковых отверстий);  $z_1$  – минимальный зазор между поверхностями ролика и корпуса;  $s$  – толщина стенки корпуса на длине отверстия диаметром  $d_1$ ;  $[\tau_{кр}]$  – допустимое напряжение при кручении.

**Расчетные данные (красным цветом):**  $d_{05}$  – диаметр по центрам боковых отверстий;  $e_1$  – смещение центра отверстия втулки относительно центра втулки в опорной плоскости;  $e_2$  – смещение оси относительно центра лапы по плоскости скола;  $d_1$  – диаметр опорной втулки;  $d_2$  – диаметр опорной втулки и отверстия под нее;  $d_3$  – диаметр бокового отверстия;  $t$  – максимальная толщина опорной пяты;  $l_0$  – глубина отверстия от торцевой плоскости ниппеля;  $l_K$  – длина части корпуса с обратным конусом;  $l_{K1}$  – длина конусной части корпуса со стороны ниппеля;  $L$  – длина корпуса;  $l_H$  – расстояние от центра корпуса до плоскости;  $l_{ЦН}$  – длина цилиндрической части ниппеля

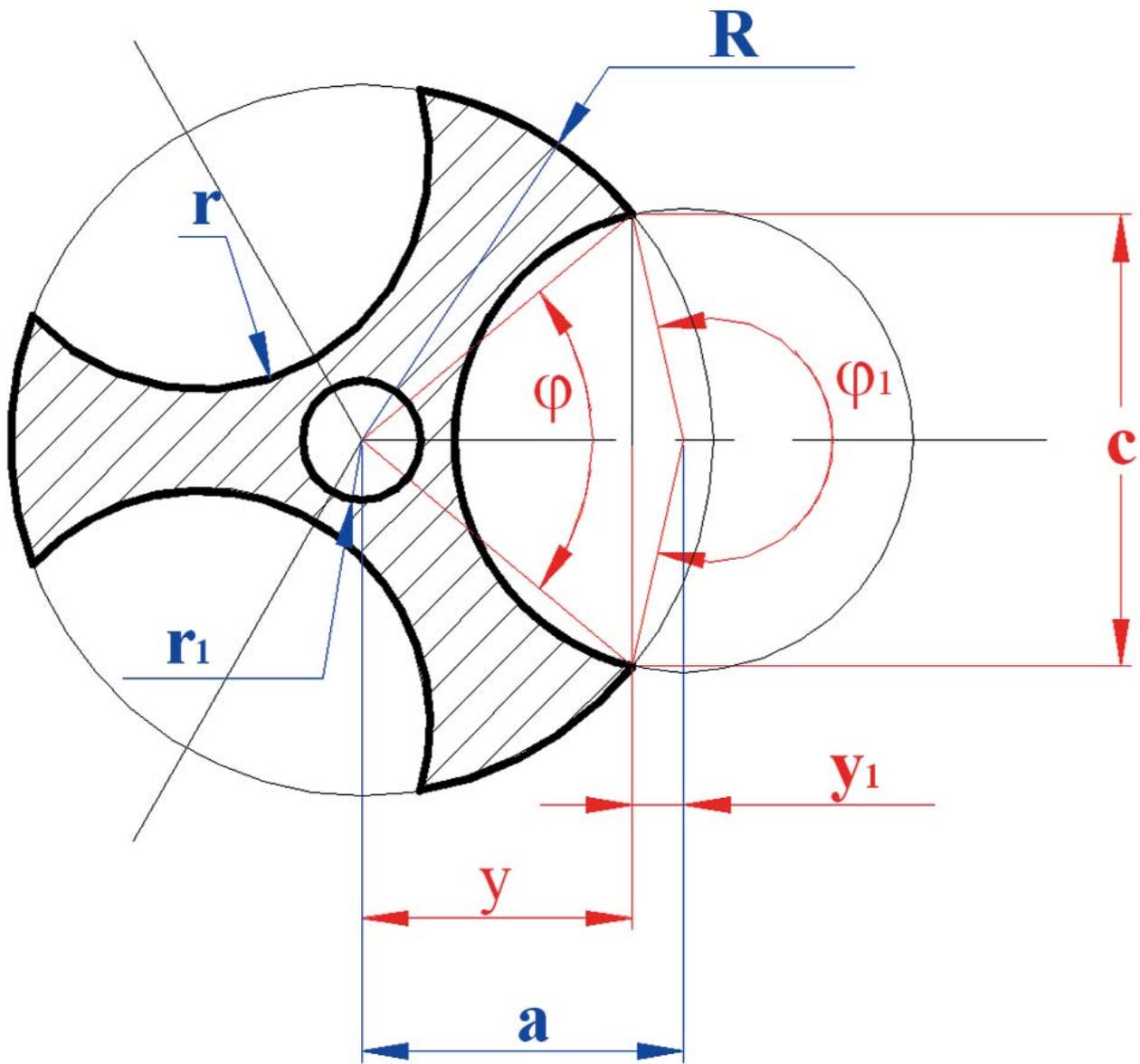


Рис. 3. Схема обозначений параметров в опасном сечении А-А:

**Исходные данные (синим цветом):**  $R = d_H/2$  – радиус цилиндрической поверхности ниппеля;  $r = d_3/2$  – радиус цилиндрической поверхности бокового отверстия;  $r_1$  – радиус цилиндрической поверхности центрального отверстия;  $a = d_{05}/2$  – расстояние между осями центрального и бокового отверстий.

**Расчетные параметры (красным цветом):**  $c$  – ширина бокового окна на цилиндрической поверхности корпуса;  $y_1$  – расстояние от центра бокового отверстия до хорды  $c$ ;  $y$  – расстояние от центра центрального отверстия до хорды  $c$ ;  $\varphi_1$  – центральный угол, соответствующий сегменту радиусом  $r$ ;  $\varphi$  – центральный угол, соответствующий сегменту радиусом  $R$ ;  $F$  – площадь опасного сечения;  $I_K$  – момент инерции опасного сечения;  $W_K$  – момент сопротивления опасного сечения;  $M_K$  – допустимый момент кручения в опасном сечении

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ

Кадыров Р.Р., Саханова А.К., Жиркеев А.С.,  
Хасанова Д.К., Андреев В.А. (ТатНИПИнефть)

Несмотря на большой ассортимент тампонирующих составов и многообразие технологий их применения, успешность работ по креплению скважин и ремонтно-изоляционным мероприятиям во многих случаях остается невысокой. Это обусловлено рядом факторов: сложностью приготовления и доставки тампонирующих составов в зону тампонирувания, требующих сложных технических средств; перемешиванием и разбавлением водоизолирующих составов химически активными пластовыми жидкостями, по мере их преодоления 0,2-2 километровой пути по насосно-компрессорным трубам (НКТ) до зоны изоляции; нестабильностью химических реагентов, короткими сроками хранения вследствие изменения химического состава; взаимодействием с материалами емкостей хранения, окружающей атмосферой, сезонными изменениями температуры; зависимостью сроков структурирования тампонирующих составов от перепадов температуры окружающей среды на дневной поверхности и в недрах земли и многих других факторов. Все это, в конечном итоге, приводит к понижению качества ремонтно-изоляционных работ (РИР), а в отдельных случаях чревато осложнениями РИР и возникновением аварийных ситуаций.

Исходя из богатого промыслового опыта научных работников, производственников и исследований ТатНИПИнефть [1-13] предлагается гамма методов, позволяющих преодолеть вышеупомянутые трудности. Эти методы можно классифицировать следующим образом:

– порционный способ закачивания тампонирующих материалов и структурообразователя;

- технические приемы ввода структурообразователя и регулирование сроков структурирования тампонирующего материала в процессе его доставки в зону изоляции;
- введение химических регуляторов структурирования в тампонажный состав;
- использование тампонирующих материалов, взаимодействующих с остовом породы;
- коллоидно-химические приемы регулирования сроков структурирования тампонирующих материалов;
- гомогенизация структурообразователя в тампонирующем материале при доставке его в зону изоляции;
- химические методы разрушения гидроизоляционного экрана и цементных мостов.

Рассмотрим каждый метод в отдельности.

### *Порционный способ закачивания тампонирующих материалов и структурообразователя*

Как известно, перемешивание реагентов в порах пласта обусловлено соотношением вязкостей вытесняемой  $\eta_1$  и вытесняющей  $\eta_2$  жидкостей. Чем больше соотношение  $\eta_0 = \eta_1/\eta_2$ , тем меньше коэффициент вытеснения  $K_{\text{выт}}$ , тем лучше перемешивание. Поэтому, как показано на рис. 1, а, б, при последовательном закачивании системы «тампонирующий материал-структурообразователь» водоизолирующий эффект выше при предварительном закачивании более вязкого реагента или при чередовании порций систем «тампонирующий материал – структурообразователь», «тампонирующий материал – структурообразователь». Эти положения подтверждены нами на примере модельных и промысловых испытаний при использовании гидролизованного полиакрилонитрила и его структурообразователя – алюмохлорида [3].

*Технические приемы ввода структурообразователя и регулирование сроков структурирования тампонирующего материала в процессе его доставки в зону изоляции*

Для снижения размыва изоляционного экрана в пластовых условиях целесообразно применение быстросхватывающихся тампонажных составов, однако вследствие приготовления быстросхватывающегося состава на дневной поверхности существует опасность преждевременной потери его способности к прокачиванию.

Для решения задачи увеличения устойчивости изолирующего барьера от воздействия пластовых вод нами предлагается способ [4] последовательной и непрерывной закачки водоизолирующего состава, разделительной жидкости и закрепляющего состава, как представлено на рис. 1, в. Разделительная жидкость проявляет одновременно свойства отвердителя водоизолирующего состава и ускорителя отверждения закрепля-

ющего состава, при этом до и после разделительной жидкости дополнительно осуществляют закачку буфера из инертного материала. Этот прием позволяет предотвратить размыв пластовой водой водоизолирующего состава и закрепляющего состава. Например, для пары «кремнийорганическое соединение – цементная суспензия» разделительной жидкостью, проявляющей одновременно свойства отвердителя и ускорителя, является водный раствор хлористого алюминия. Для пары «карбамидоформальдегидная смола – цементная суспензия» разделительной жидкостью также является водный раствор хлористого алюминия. Работу проводят в следующей последовательности. Предварительно готовят полимерный состав со сроком отверждения, обеспечивающим безопасность закачки в скважину. Необходимый объем полимерного состава и цементной суспензии для РИР определяют опытным путем, исходя из условий разработки и особенностей геологического строения продуктивных пластов. В скважину закачивают выбранный объ-

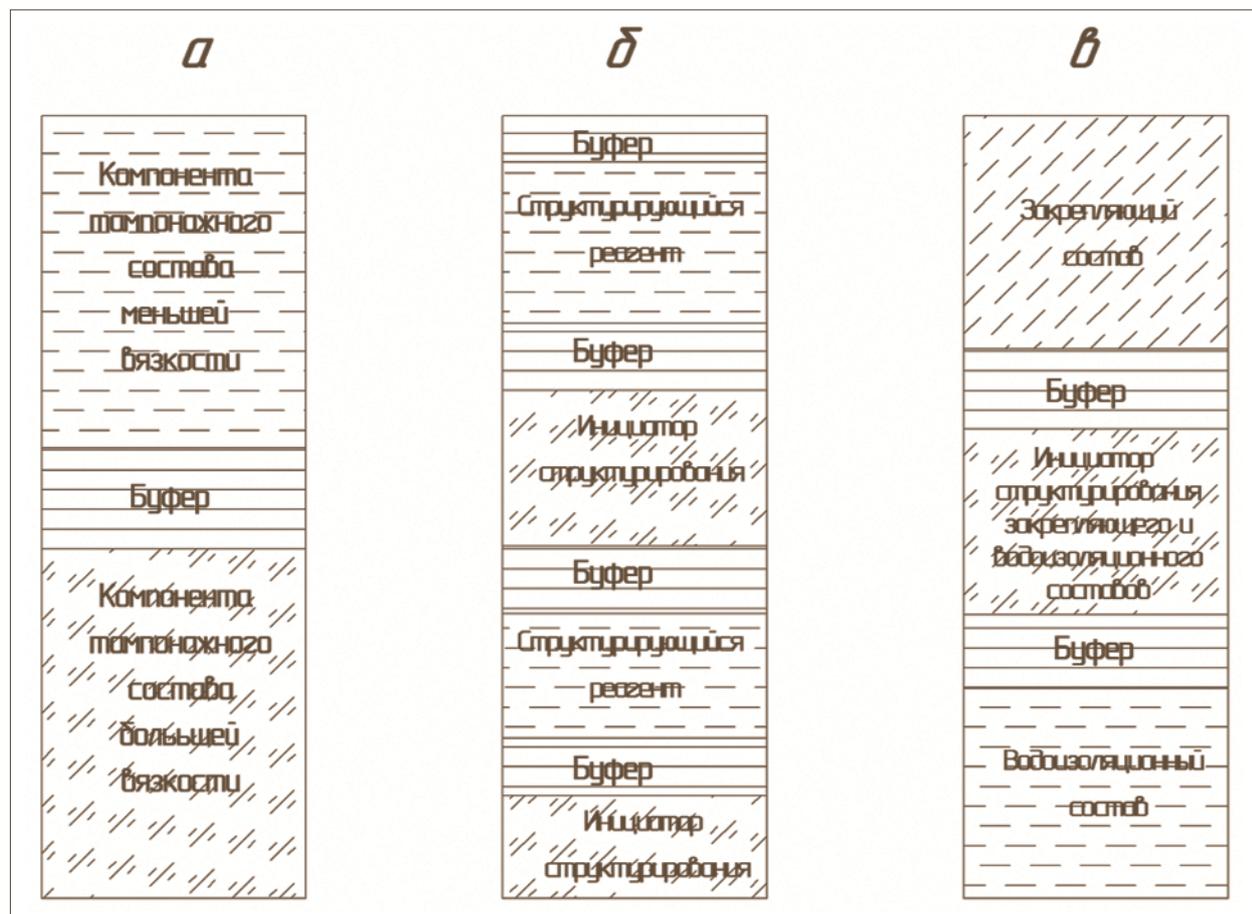


Рис. 1. Способы закачивания тампонирующих материалов: а – последовательный, порционный; б – последовательный, многопорционный; в – последовательный, с дополнительным введением инициатора структурирования

ем полимерного состава, буфер из 0,2 м<sup>3</sup> пресной воды, затем разделительную жидкость в объеме, равном половине объема полимерного состава. При смешивании в порах пласта полимерного состава с дополнительным количеством отвердителя происходит его быстрое отверждение. Затем закачивают буфер из 0,2 м<sup>3</sup> пресной воды и расчетное количество цементной суспензии. Подушка пресной воды необходима лишь для предотвращения смешивания компонентов в заливочных трубах.

Другой метод снижения риска возникновения аварийной ситуации в процессе ВИР, с одновременным повышением эффективности изоляции зон водопритока, может быть достигнут при приготовлении тампонажного состава в интервале изоляции [5]. Сущность способа представлена на рис. 2 и заключается в последовательном закачивании структурирующего реагента, подушки из буферной жидкости, инициатора структурирования, расчетного объема продавочной жидкости. Объем продавочной жидкости выбирается

из условия уравнивания инициатора структурирования и буферной жидкости в НКТ со структурирующимся реагентом и буферной жидкостью в кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной. Затем приподнимают НКТ на глубину, достаточную для полного выхода в эксплуатационную колонну буферной жидкости и второй порции инициатора структурирования. При подъеме НКТ происходит смешивание инициатора структурирования со структурирующимся реагентом в эксплуатационной колонне. Данный способ был использован при проведении водоизоляционных работ на добывающей скв. 16338 НГДУ «Альметьевнефть». Показатели работы скважины до мероприятия следующие:

- дебит жидкости – 15,0 м<sup>3</sup>/сут;
- дебит нефти – 1,34 м<sup>3</sup>/сут;
- обводненность продукции – 90 %.

В скважину спустили НКТ с воронкой на глубину 1000 м. Заполнили скважину и определили приемис-

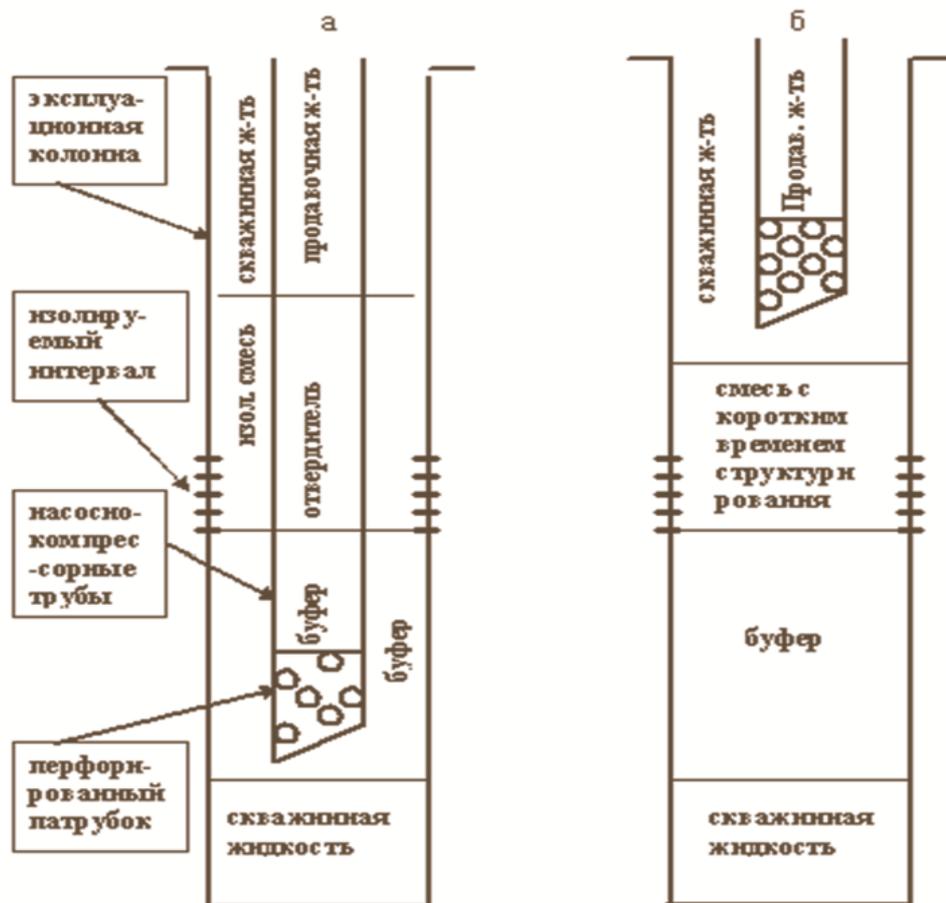


Рис. 2. Схема приготовления и закачки быстросхватывающегося тампонажного состава: а – закачивание компонентов в НКТ; б – продавливание в пласт

тость. Приготовили 1,0 м<sup>3</sup> 4 %-го раствора соляной кислоты с удельным весом 1,02 г/см<sup>3</sup> в кислотовозе Азинмаш – 30А, добавив в 0,8 м<sup>3</sup> пресной воды 0,2 м<sup>3</sup> кислоты товарной концентрации 24 % с удельным весом 1,12 г/см<sup>3</sup>. При открытой затрубной задвижке закачали в НКТ последовательно 3,0 м<sup>3</sup> продукта 119 – 296Т; 0,4 м<sup>3</sup> пресной воды; 1,0 м<sup>3</sup> приготовленного раствора соляной кислоты, затем 1,9 м<sup>3</sup> минерализованной воды. Приподняли НКТ до глубины 615 м с доливом скважины минерализованной водой. При закрытой затрубной задвижке продавили в НКТ 5,4 м<sup>3</sup> минерализованной воды. Конечная приемистость составила 320 м<sup>3</sup>/сут на 3-ей скорости цементировочного агрегата ЦА-320М при давлении закачки 5,0 МПа. Произвели срезку до чистой воды закачкой по межтрубью минерализованной воды, закрыли скважину на время ожидания отверждения смеси на 24 часа. После освоения скважина начала работать с дебитом нефти 6,5 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью продукции 78 %. Суммарная дополнительная добыча нефти на скв. 16338 составила 831 т. При использовании стандартного метода закачивания тампонирующего материала суммарная дополнительная добыча нефти на 1 скважину после РИР составляет 450–600 т. Это может свидетельствовать об эффективности разработанного способа приготовления и закачивания быстрохватывающегося тампонажного состава и целесообразности его дальнейшего применения.

Для доставки и приготовления однородного тампонажного состава непосредственно в стволе скважины в интервале ремонтно-изоляционных работ нами разработано устройство, приведенное на рис. 3 [6]. Сроки схватывания тампонажного состава регулируются изменением концентрации инициатора структурообразования, помещенного в изолированную камеру устройства, и скоростью его истечения из камеры. Конструкция устройства позволяет готовить и использовать тампонажные составы с коротким сроком отверждения.

Устройство для доставки тампонажного состава состоит из корпуса 1, разделенного на камеры 3 и 4 перегородкой 2. Между корпусом 1 и патрубком 5 устанавливается разрушаемая диафрагма 6. В нижней части корпуса имеется откидной запорный узел 7. При сборке устройства на поверхности камера 3 заполняется структурирующим компонентом тампонажного состава, а камера 4 – инициатором структурообразования. После доставки устройства в интервал ремонтно-изоляционных работ в насосно-компрессор-

ных трубах создается давление путем закачивания продавочной жидкости. При достижении определенного давления диафрагма 6 разрушается, запорный узел 7 открывается. При открытии запорного узла компоненты тампонажного состава выходят из корпуса устройства и происходит их смешение. Затем тампонажный состав продавливается в изолируемый интервал.

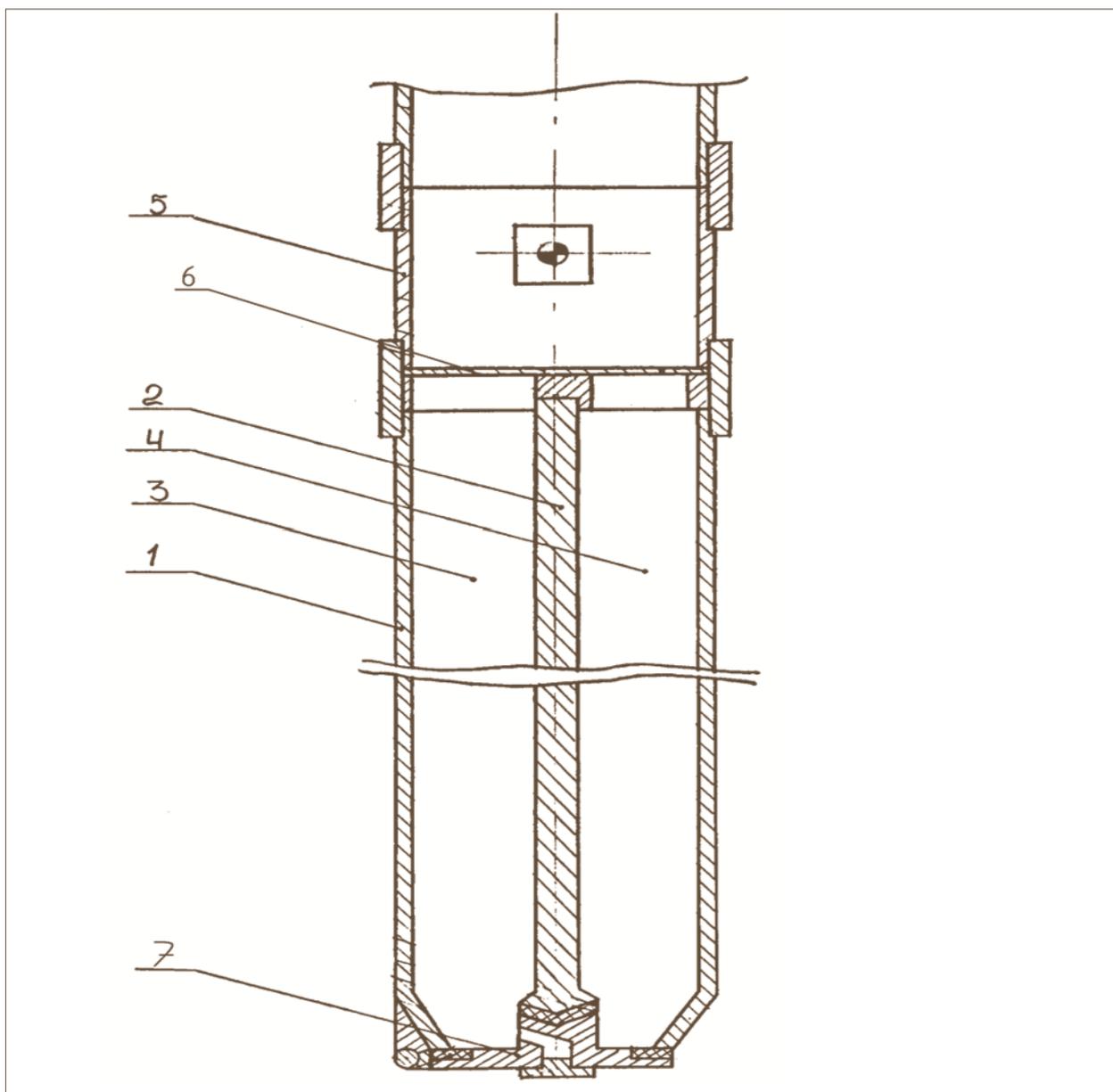
#### *Введение химических регуляторов структурирования в тампонажный состав*

У многих тампонирующих материалов сроки структурирования зависят от разности температур окружающей среды на дневной поверхности и в недрах земли. Снижение влияния данного фактора на процесс структурирования позволит упростить регулирование сроков отверждения тампонажного состава. В результате целесообразно применять тампонажные составы с отвердителем, начинающим работать только после закачивания состава в пласт. Например, применение кремнийорганического продукта 119-204 в качестве отвердителя карбамидоформальдегидных смол позволит избежать влияния температурного фактора на сроки структурирования [7]. Кремнийорганический продукт 119-204 представляет собой смесь олигоорганозтоксилорсилоксанов. Смесь олигоорганозтоксилорсилоксанов гидролизуеться в присутствии воды (которая попадает в состав только после поступления состава в пласт) с выделением соляной кислоты, которая играет роль катализатора отверждения.

#### *Использование тампонирующих материалов, взаимодействующих с остовом породы*

Как правило, принцип тампонирувания всех гидролизующихся материалов основан на взаимодействии тампонирующего материала с введенным извне структурообразователем. Нами был предложен ряд материалов, который образует гидроизолирующий экран при взаимодействии с составляющими остова породы. Так, например, 2-7%-е водные растворы алюмохлорида, взаимодействуя с карбонатной породой, дают алюмокарбонатный гель, который формирует в порово-трещиноватых коллекторах более однородный гидроизоляционный экран по сравнению с другими тампонирующими материалами, формирующими гидроизолирующий экран по другому механизму [8].

Опытно-промысловые работы, проведенные с разбавленными растворами алюмохлорида на 301-303 залежи, позволили получить среднюю дополнительную



**Рис. 3. Устройство для доставки и приготовления однородного гипсового состава**

добычу нефти  $\Delta Q_H = 535 \text{ м}^3/\text{сут}$ , за эффективный период работы по 5 скважинам при успешности 80 %.

Другим примером формирования качественного гидроизоляционного экрана является модифицирование поверхности кварцевого песчаника [9]. Перед закачкой гипана водоносную часть пласта предлагается обрабатывать разбавленным в соотношении 1:1 раствором соляной кислоты и разбавленным раствором гидролизованного полиакрилонитрила (гипана). При обработке водоносного пласта до закачки гипана по предлагаемому способу соляной кислотой, разбавленной в соотношении 1:1, т. е. с переходом в кислую об-

ласть, у кварцсодержащей породы происходит перезарядка поверхности и приобретение положительного заряда. Физические и химические явления, происходящие при применении предлагаемого способа, связаны между собой: перезарядка поверхности определяет возможность электростатического притяжения анионных групп макромолекул гипана, что, в свою очередь, приводит к ионному взаимодействию катионов кварцсодержащей породы с анионами гипана, что далее обуславливает появление пленки гипана на поверхности породы, на которую наслаиваются следующие слои гипана.

*Коллоидно-химические приемы регулирования сроков структурирования тампонирующих материалов*

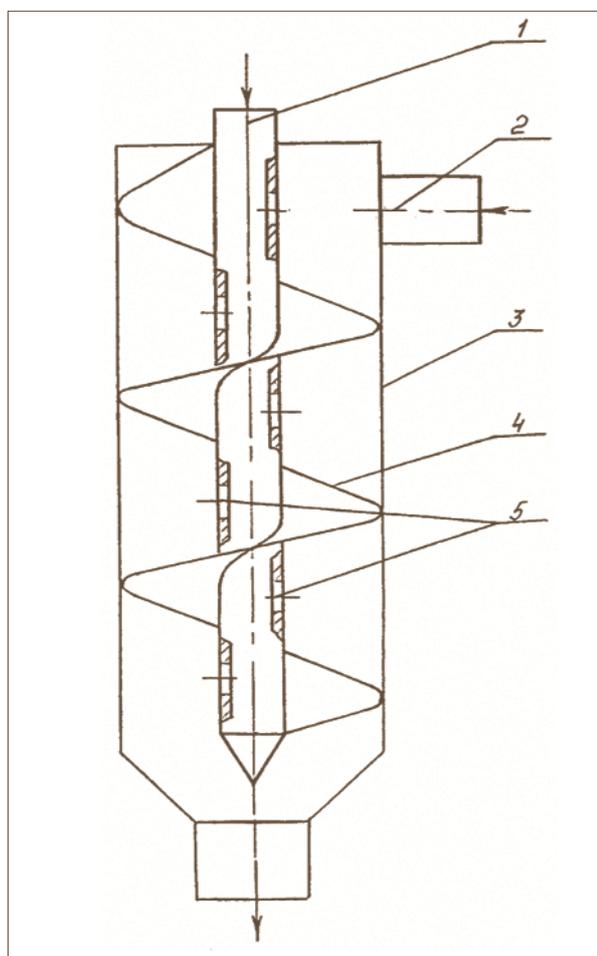
Классическим примером использования этого приема является нефцецементный раствор. Готовится нефцецементный раствор, который без всяких осложнений закачивается в зону ремонтно-изоляционных работ, где он контактирует с пластовой водой и вследствие того, что частицы цемента имеют гидрофильную природу, вода оттесняет нефть от цемента и начинается активный процесс гидратации цемента, сопровождающийся его отверждением. Аналогичный процесс происходит при обработке пласта нефтекислотной эмульсией. При фильтрации нефтекислотной эмульсии в пласт происходит постепенное разрушение эмульсии с выделением свободной кислоты. Этот метод позволяет проводить глубокие кислотные обработки. На базе этого метода в ТатНИПИнефть в настоящее время проводится разработка нефтесилорной эмульсии и нефтеполимерных составов.

*Гомогенизация структурообразователя в тампонирующем материале при доставке его в зону изоляции*

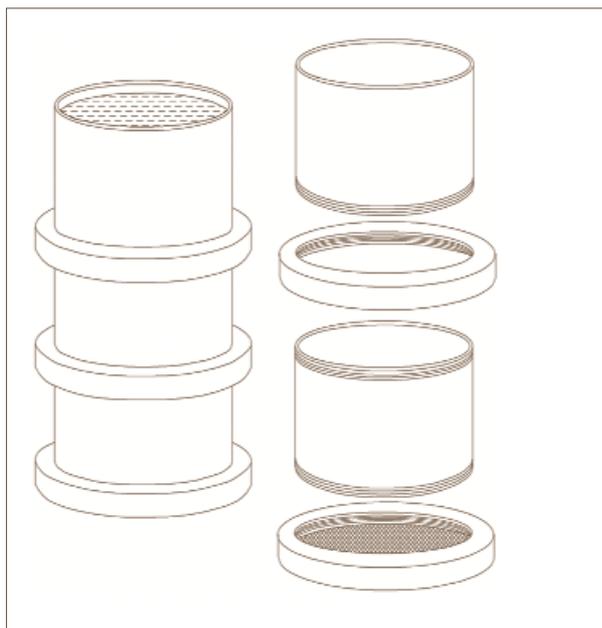
Наиболее простой и часто применяемый способ приготовления тампонажных составов – перемешивание компонентов состава в тройнике. Нагнетательные линии обоих агрегатов обвязываются через тройник с устьем скважины, и смешение компонентов тампонажного состава происходит в тройнике в процессе закачивания в скважину. Насосы обоих агрегатов должны обеспечивать одинаковую подачу. Данный способ имеет ряд недостатков. Для приготовления небольших объемов тампонажного состава придется использовать два цементировочных агрегата, что увеличивает стоимость РИР. Применение способа возможно только в случае использования тампонажного состава, состоящего из равных объемных частей структурирующего материала и инициатора его структурирования. В противном случае, равномерное распределение инициатора структурирования в объеме структурирующего материала будет невозможным. Это, в свою очередь, приведет к ухудшению всех характеристик тампонажного состава и непредсказуемости времени начала структурирования. Кроме того, из-за отсутствия расходомеров практически невозможно обеспечить синхронную работу обоих агрегатов с одинаковой подачей.

Исключить данные недостатки возможно с применением жидкостного смесителя конструкции ТатНИПИ-

нефть, показанного на рис. 4. Жидкостной смеситель [10] обеспечивает интенсивное перемешивание жидкостей, расходы которых отличаются в два и более раза, при изменяющемся противодействии на выходе перемешивающего устройства. Смеситель включает подводящий патрубок 1 для жидкости с меньшим расходом, подводящий патрубок 2 основной перемешиваемой жидкости и корпус смесителя 3 с установленной в нем перегородкой 4. Перегородка 4 корпуса смесителя 3 выполнена в виде ленты, навитой на перфорированный подводящий патрубок 1, с образованием спирального канала трапецеидальной формы. Перфорационные отверстия 5 на поверхности патрубка 1 расположены по винтовой линии, причем суммарная площадь отверстий равна или больше площади сечения самого патрубка 1.



**Рис. 4. Жидкостный смеситель: 1 – патрубок для ввода жидкости с меньшим расходом; 2 – патрубок для ввода основной жидкости с большим расходом; 3 – корпус смесителя; 4 – винтовая перегородка; 5 – перфорированные отверстия**



**Рис. 5. Универсальная сборная емкость**

Суть работы жидкостного смесителя заключается в том, что жидкость с меньшим расходом подают в перфорированный по всей длине патрубок, откуда она тонкими струйками поступает перпендикулярно потоку основной перемешиваемой жидкости. Основной поток жидкости проходит по спиральному каналу, образованному ленточной перегородкой, навитой на перфорированный патрубок, т. е. прямолинейное движение основной жидкости преобразуется во вращательное движение по спирали с угловым ускорением, что обуславливает интенсивное перемешивание.

При ремонтно-изоляционных работах на нефтяных скважинах часто возникает необходимость в осреднительных, промежуточных и мерных емкостях для приготовления, перемешивания и отмеривания реагентов. В настоящее время используются металлические емкости, которые имеют большой вес и размеры, а доставка их на скважины представляет определенную трудность (требует специальной техники для транспортировки). Поэтому во многих случаях службы ремонта скважин неохотно идут на их использование, что кратно ухудшает качество ремонтно-изоляционных работ из-за некачественного перемешивания и неточного дозирования используемых тампонирующих материалов.

Предлагается использовать в качестве таких емкостей универсальную сборную емкость, представленную на рис. 5, с рабочим объемом от 200 до 3000 л (разработка ТатНИПИнефть) [11] и складной резервуар из про-



**На снимке: эластичный резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>**

резиненной синтетической ткани, с рабочим объемом от 5000 до 25000 л (производится серийно).

Преимущества таких емкостей:

- просты в исполнении;
- безопасны и долговечны в эксплуатации за счет использования полимерных материалов;
- удобны в работе за счет полного отбора любой жидкости;
- легко транспортируются к месту использования даже малолитражной техникой;
- могут использоваться в широком диапазоне температур от минус 30 до плюс 50°C;
- быстро устанавливаются и демонтируются без использования подъемной и другой специальной техники.

#### *Химические приемы разрушения гидроизоляционного экрана и цементных мостов*

В случае одновременной изоляции водоносного и продуктивного пластов необходимо удалять гидроизоляционный экран из нефтеносной части пласта. При этом во многих случаях вторичное вскрытие пласта перфорацией не дает желаемого результата. Поэтому перспективным направлением является создание легкоудаляемого гидроизоляционного экрана. Так, например, введение мела в составы на основе кремнийорганического материала или цемента позволяет создавать легкоудаляемые изоляционные экраны и отсекающие мосты с прочностью, не уступающей цементным. Для их последующего разрушения используются 5-10 %-ные водные растворы соляной кислоты без проведения работ по перестрелу или разбуриванию [12, 13].

Таким образом, совершенствование методов закачивания, приготовления и формирования гидроизоляционных экранов в пласте, базирующихся на вышеизложенных технологических принципах, является важным подспорьем на пути повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ.

### Список литературы

1. Временная инструкция по применению гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) для изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах. МНП СССР, п/о «Татнефть», ТатНИПИнефть, Бугульма, 1973.
2. Забродин П.И., Раковский Н.А., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. – М.: Недра, 1968. – 224 с.
3. Кадыров Р.Р. Взаимодействие сополимеров акриловых кислот в пористой среде с электролитами при изоляции вод в нефтяных скважинах.– Дис. канд. тех. наук, 1986. – 160 с.
4. Пат. 2237797 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 33/138. Способ изоляции зон водопритока в скважине / Маннанов Ф.Н., Михайлов Е.Л., Кадыров Р.Р., Салимов М.Х., Сахапова А.К.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003101462/03; заявл. 20.01.03; опубл. 10.10.04, Бюл. № 28 (II ч.). – С. 375-376.
5. Пат. 2239048 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 33/13. Способ изоляции зон водопритока в скважине / Хамитов Р.А., Файзуллин И.Н., Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г., Правдюк А.Н., Андреев В.А., Жиркеев А.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003108492/03; заявл. 26.03.03; опубл. 27.10.04, Бюл. № 30 (II ч.). – 385 с.
6. Пат. 47424 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 27/02. Устройство для доставки тампонажного состава в зону ремонтно-изоляционных работ / Ханнанов Р.Г., Кадыров Р.Р., Андреев В.А., Жиркеев А.С., Галиев Р.Ф., Михайлов Е.Л., Бакалов И.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003134095/03; заявл. 24.11.03; опубл. 27.08.05, Бюл. № 24. – 707 с.
7. Пат. 2248441 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 33/138. Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважине / Салихов М.М., Латыпов Р.Ф., Галиев Р.Ф., Кадыров Р.Р., Сахапова А.К.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2003128620/03; заявл. 23.09.03; опубл. 20.03.05, Бюл. № 8 (II ч.). – 452 с.
8. Пат. 1710698 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21. В 33/13. Способ изоляции вод в карбонатных или карбонизированных пластах / Кадыров Р.Р., Орлов Г.А., Габдуллин Р.Г., Васильев П.Я.; заявитель и патентообладатель ТатНИПИнефть – № 4668179/03; заявл. 28.03.89 ; опубл. 1992, Бюл. № 5. – С. 115-116.
9. Пат. 2186941 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 33/138, 43/32. Способ изоляции водопритока в нефтяной скважине / Латыпов Р.Ф., Маннанов Ф.Н., Кадыров Р.Р., Калашников Б.М., Салимов М.Х.; заявитель и патентообладатель «Татнефть-Азнакаевское УПНПИКРС. – № 2001109780/03; заявл. 11.04.01; опубл. 10.08.02, Бюл. № 22 (II ч.). – 486 с.
10. Пат. 2230882 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> Е 21 В 33/13, В 28 С 5/02. Жидкостной смеситель / Яковлев С.А., Кашапов Х.З., Кадыров Р.Р., Андреев В.А., Салимов М.Х.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2002122438; заявл. 19.08.02; опубл. 20.06.04, Бюл. № 17. – 510-511 с.
11. Заявка 2005124755 Российская Федерация, МПК Е 04Н 7/02. Емкость / Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Андреев В.А.; заявитель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2005124755/22; заявл. 3.08.05.
12. Авт. св. 1615339 СССР, МКИ<sup>7</sup> Е 21 В 43/11. Способ вскрытия продуктивного пласта / Шаяхметов Ш.К., Кадыров Р.Р., Галиагберов В.Ф., Санников Р.Х., Бикбулатов И.Х., Шайхутдинов Р.С. (СССР). – № 4329325/24-03; заявл. 17.11.87; опубл. 23.12.90, Бюл. № 47. – 121 с.
13. Пат. 2089717 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> Е 21 В 33/138. Тампонажный пеноцементный состав для тампонажного пакера или моста / Кадыров Р.Р., Фархутдинов Р.Г., Жеребцов Е.П., Салимов М.Х., Калашников Б.М., Латыпов С.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». – № 95106560/03; заявл. 24.04.95; опубл. 10.09.97, Бюл. № 25. – 290 с.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В. (ТатНИПИнефть)

Целью капитального ремонта скважин является поддержание их в работоспособном состоянии. В связи со старением фонда скважин объем работ по КРС постоянно растет. Причиной роста объемов ремонта является также и усложнение условий эксплуатации скважин: растут давления нагнетания воды в пласты, применяются для заводнения агрессивные сточные воды, разрабатываются месторождения, продукция которых содержит такие агрессивные соединения, как сероводород, снижаются забойные давления в добывающих скважинах.

Для выполнения возрастающих объемов работ необходимо ускорение ремонтных работ, снижение их стоимости и повышение эффективности.

Одним из направлений создания высокоэффективных технических средств для ремонта скважин является использование расширяемых гладких труб. Работы в этой области были начаты в институте более 20 лет назад и в 1986 г. была разработана так называемая извлекаемая летучка [1, 2].

Извлекаемая летучка (рис. 1) представляет собой стальной патрубков с присоединенными на концах суженными стальными наконечниками, на которые надеты эластичные (резиновые) уплотнители. Установка летучки в скважине основана на расширении наконечников с помощью пуансонов, приводимых в действие гидроприводом. Плотное прижатие уплотнителей к стенкам эксплуатационной колонны обеспечивает надежную и герметичную изоляцию ремонтируемого участка, а также фиксацию летучки в колонне. При необходимости летучка может быть сорвана с места и извлечена из скважины разработанным для этого инструментом. Летучка изготавливается для 146 и 168 мм

обсадных колонн. Имеет проход 110 и 130 мм соответственно, и длину до 16 м. Выдерживает перепад давления «от пласта» (депрессию) до 15 МПа. Летучка внедрена более чем в 400 скважинах ОАО «Татнефть».

Теоретическими и лабораторными исследованиями процесса расширения получены зависимости, позволяющие рассчитывать основные его параметры, в частности, усилие расширения и дополнительный прирост диаметра.

$$C_c = 0,215 \overline{\omega} \pi D s \sigma_T (D_c/D + 1) \left[ (D_c/D - 1) \left[ 1 + \varphi \operatorname{ctg} \left( \frac{\alpha - 3}{2} \right) \right] + 2 \sqrt{s/D} (\sin \alpha - 3) \right] \cdot (1 + \sqrt{D/D_c}) \left[ 3 - 2 \cos(\alpha - 3) \right],$$

$$\Delta D = 0,28 \sin^2(2,8\alpha) \sqrt{sD},$$

где  $P_p$  – усилие расширения;  $\Delta D$  – дополнительный прирост диаметра;  $D$  – исходный средний диаметр патрубка;  $s$  – толщина его стенки;  $\sigma_T$  – предел текучести материала патрубка;  $D_p$  – средний диаметр после расширения;  $\overline{\omega}$  – коэффициент (1,1-1,2);  $\varphi$  – коэффициент трения;  $\alpha$  – угол конуса пуансона (половина угла при вершине конуса).

Лабораторные и промышленные исследования выявили высокую прочность сцепления уплотнителей со стенками эксплуатационной колонны, что натолкнуло на создание на этой основе пакера, получившего название пакер-гильза [3].

Пакер-гильза (рис. 2) состоит из гильзы 1, на которую надеты эластичные уплотнительные элементы 2. Внутри гильзы 1 находится расширяющий пуансон 3, связанный штоком 4 с гидроприводом 5.

К нижней части гильзы 1 через переводник 6 привернута втулка 7 с полированной нержавеющей внутренней поверхностью. Эта втулка 7 предназначена для соединения с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ), на которых в скважину опускают плунжер с уп-

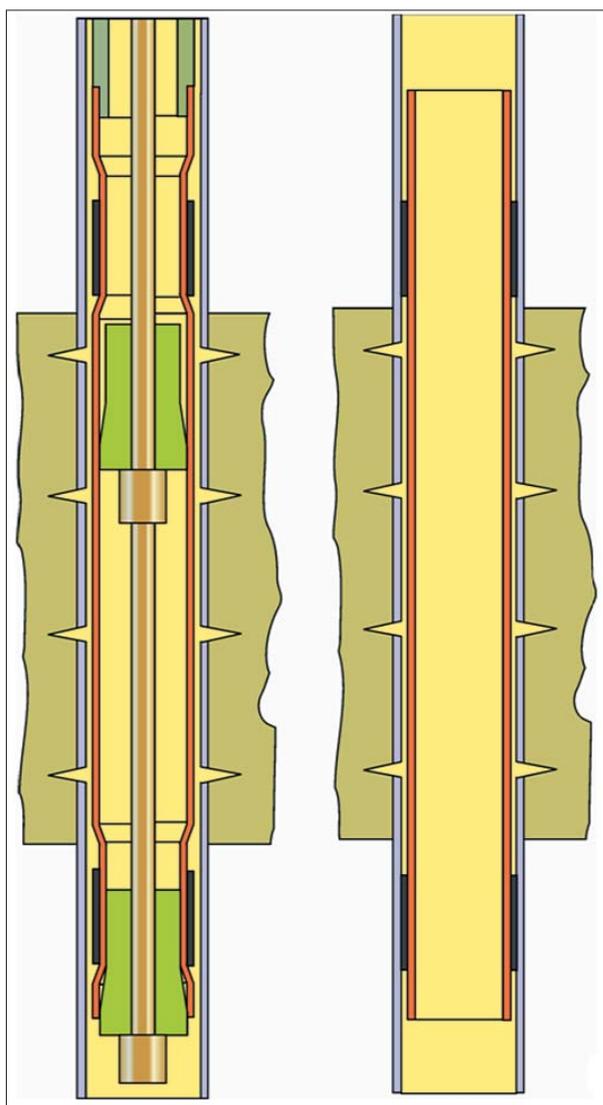


Рис. 1. Извлекаемая лентушка

лотнителями, называемый ниппелем. Ниппель входит внутрь втулки и благодаря своим уплотнениям герметично разделяет скважину на две полости: высокого и низкого давлений.

Подвижный способ соединения пакера-гильзы с НКТ был принят для устранения влияния колебания давления закачки, что приводит к изменению длины НКТ и, при жестком соединении, к раскачке и, в конечном счете, сдвигу пакера. Кроме того, такой способ соединения пакера с трубами позволяет легко поднимать и заменять трубы при потере ими герметичности.

На рис. 3 показан пакер-гильза, посаженный в эксплуатационную колонну (а) и со спущенным затем ниппелем (б). Гильза 1 при этом расширена и уплотни-

тельные элементы 2 плотно прижаты к эксплуатационной колонне 8, пуансон 3 вместе с гидроприводом поднят из скважины.

Ниппель [4] состоит из ствола 9, на который одеты эластичные манжеты 10, разделенные между собой резьбовыми втулками 12.

Нагнетаемая жидкость движется по колонне НКТ, выходит из ниппеля в подпакерную зону и попадает в продуктивный пласт. При этом действию нагнетаемой жидкости подвергается только та часть эксплуатационной колонны, которая находится ниже пакера-гильзы. Пакер обычно устанавливается на 2-50 м выше пласта. Пакер-гильза очень прост в изготовлении, состоит фактически из трех деталей. На него может быть установлен соединительный узел любой фирмы, и тогда он совместится с их оборудованием. Не имея якорного узла, он совершенно не повреждает обсадную колонну в месте установки. Легко извлекается из скважины, независимо от срока его пребывания в ней. Имеет широкий проход – 90 мм. Пакер-гильза внедрен более чем в 1500 скважинах ОАО «Татнефть».

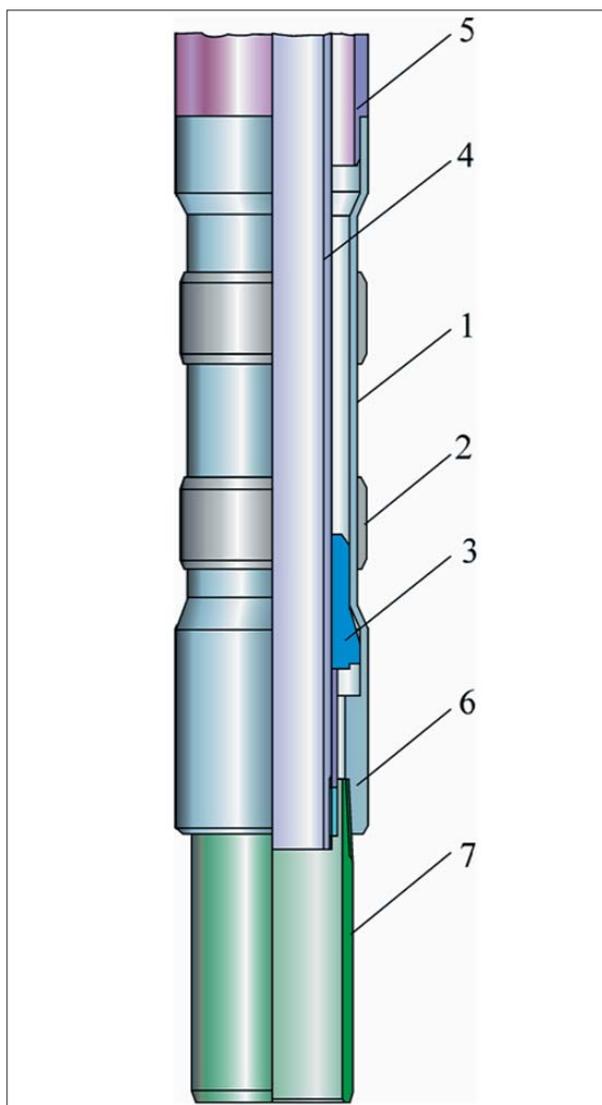
Результатом развития пакера-гильзы стала разработка его алюминиевого варианта, т.е. разбуриваемого пакера. На рис. 4 показан разбуриваемый пакер-гильза.

Он содержит гильзу 1, изготовленную из пластичного алюминиевого сплава, на который надеты резиновые уплотнители 2. В нижней части закреплена втулка 3 с уплотнениями 4. На нижнем торце втулки установлен клапан-заслонка 5, у которого одновременно осью и пружиной является эластичная пластина 6. Внутри гильзы 1 находится пуансон 7, присоединенный резьбой к штоку 8 посадочного инструмента (гидропривода), в упор 9 которого упирается верхний торец гильзы 1.

Работает пакер следующим образом. Так же, как обычный пакер-гильзу, после спуска в заданный интервал его сажают закачкой жидкости в НКТ. Обычно его устанавливают над спецотверстием.

После посадки на НКТ спускают ниппель 10, который нижним концом открывает заслонку 5 и герметизируется во втулке 3 уплотнениями 4. Далее проверяют приемистость спецотверстия 11 пробной закачкой воды, при необходимости проводят кислотную обработку для дренирования канала, а затем закачивают изолирующий материал – цементный раствор или полимер.

После закачки необходимого объема материала трубы вместе с ниппелем 10 приподнимают и промывают. Под пакером остается изолирующий материал под

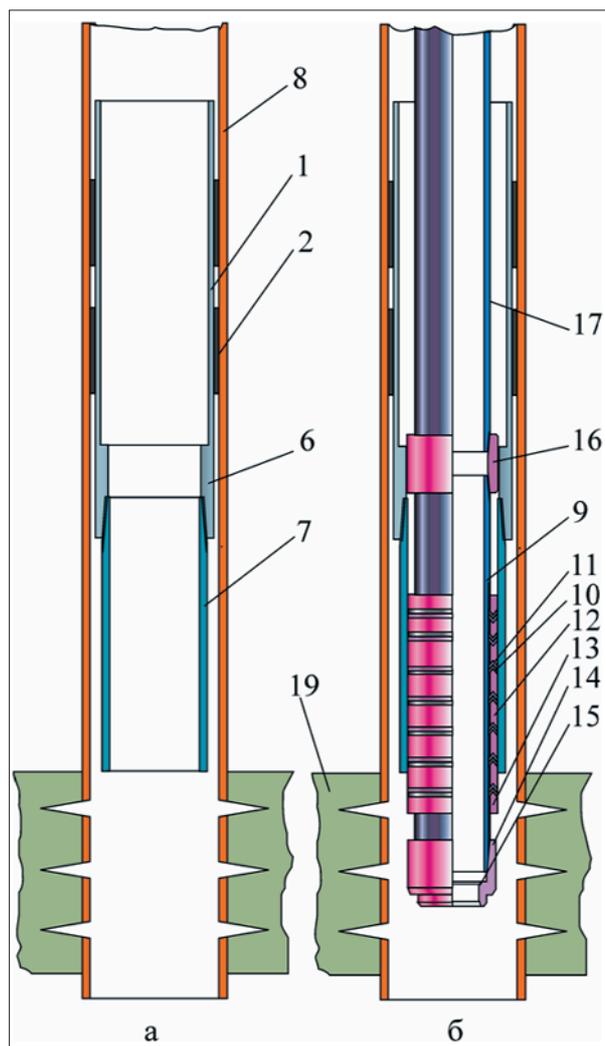


**Рис. 2. Пакер-гильза:** 1 – гильза; 2 – уплотнительные элементы; 3 – пуансон; 4 – шток; 5 – гидропривод; 6 – переводник; 7 – полированная втулка

давлением, которое сохраняется благодаря наличию клапана-заслонки 5. Разработан также и заглушенный вариант пакера, то есть пробка.

После затвердевания материала пакер вместе с цементным стаканом, оставшимся в скважине, разбуривают. Пакер внедрен в 250 скважинах ОАО «Татнефть».

Пакер-гильза благодаря широкому проходу и удобному соединению с колонной НКТ использован в разных технологических схемах, в частности для герметизации протяженных участков эксплуатационной колонны [5].



**Рис. 3. Пакер-гильза, посаженный в эксплуатационную колонну:** а – пакер-гильза, посаженный в скв.; б – то же со спущенным ниппелем; 1-7 – см. рис. 2; 8 – эксплуатационная колонна; 9 – ствол; 10 – манжета; 11 – полимерная манжета; 12 – втулка; 13 – упор; 14 – направляющая; 15 – седло; 16 – муфта

Технология может осуществляться по трем вариантам (рис. 5).

Вариант А. Это, по сути, дополнительная колонна без цементирования. Для его осуществления ниже интервала герметизации устанавливают пакер-гильзу, спускают колонну НКТ повышенного диаметра, например, 102 мм, а для 168 мм колонны можно и 114 мм, на конце которой установлен ниппель, заполняют межтрубное пространство антикоррозионной жидкостью, состыковывают ниппель с пакером-гильзой, а верхний конец НКТ соединяют с устьем скважины.

Если это добывающая скважина, то пакер-гильза должен быть установлен ниже глубины подвески насоса.

Вариант Б. В скважине устанавливают два пакера-гильзы один ниже, а другой выше герметизируемого интервала, спускают колонну НКТ, равную по длине расстоянию между пакерами, с двумя ниппелями по концам. На верхнем ниппеле устанавливают ограничитель, на котором подвешивается колонна труб; колонну устанавливают так, чтобы каждый из ниппелей вошел в соответствующие втулки пакера-гильзы.

Этот вариант позволяет легко возвращаться к перекрытому интервалу и вновь его закрывать, всего лишь подъемом и спуском колонны НКТ. В добывающей скважине верхний пакер должен располагаться ниже точки подвески насоса.

Вариант В. Он как бы симбиоз двух предыдущих и применяется тогда, когда верхний пакер попадает выше точки подвески насоса, а до устья еще далеко. Для его реализации устанавливают сначала нижний пакер-гильзу, спускают верхний пакер-гильзу с присоединенной к нему колонной труб, в конце которой установлен ниппель, после вхождения ниппеля во втулку нижнего сажают верхний пакер-гильзу.

При этом колонна НКТ имеет повышенный диаметр, как и по варианту А, и позволяет входить в нее штанговому насосу.

Нет никаких технических препятствий для установки при необходимости 3-4 и более пакеров-гильз с целью отделения друг от друга нескольких интервалов. Технология применена в 42 скважинах ОАО «Татнефть».

Одним из способов восстановления герметичности эксплуатационной колонны без уменьшения ее проходного сечения является замена поврежденной части.

Поврежденную часть эксплуатационной колонны заменяют в том случае, если место дефекта расположено выше уровня цементного кольца в межколонном пространстве.

Применяют несколько способов извлечения колонн: отвинчивание, отрезание внутренними труборезами, торпедирование.

Наиболее распространено и отработано отвинчивание колонны.

В институте разработано устройство для отворота эксплуатационной колонны [6], позволяющее на колонне обычных НКТ с правой резьбой произвести отворот эксплуатационной колонны в заданном стыке.

В основу его конструкции положена винтовая резьба с большим шагом, которая преобразует поступательное движение штока во вращательное корпуса.

На рис. 6 показана схема устройства, которое состоит из корпуса 9, двух гидравлических якорей 2 и 11 и проходящего сквозь них штока 5, с винтовым 7 и шлицевым 8 участками. На шток 5 надеты гайка 6 и обгонная муфта 3.

Отворот эксплуатационной колонны производят следующим образом. После спуска устройства на колонне НКТ в скважину его устанавливают так, чтобы верхний якорь 2 был выше, а нижний 11 ниже отворачиваемого стыка. Затем подают в НКТ жидкость под давлением и возвратно-поступательным движением верх-

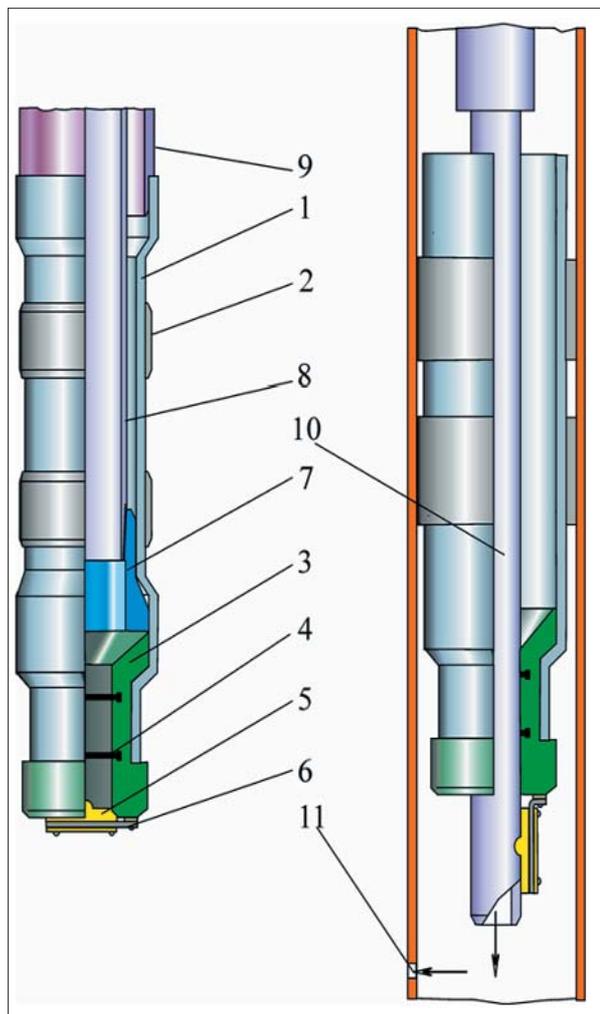
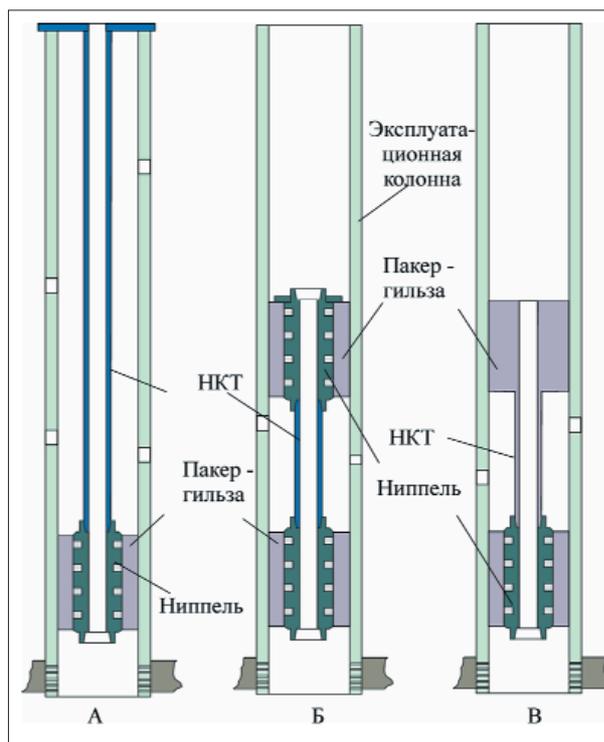


Рис. 4. Пакер-гильза разбираемый: 1 - гильза; 2 - уплотнители; 3 - втулка; 4 - уплотнения; 5 - клапан-заслонка; 6 - полимерная пластина; 7 - муансон; 8 - шток; 9 - упор; 10 - ниттель; 11 - спецотверстие



**Рис. 5. Схемы герметизации протяженных участков эксплуатационной колонны пакерами-гильзами: А – однапакерная схема; Б, В – двухпакерные схемы**

вниз отворачивают верхние трубы от нижних. Вращающий момент, создаваемый при взаимодействии винтового участка 7 с гайкой 6, передается через обгонную муфту 3 и якорь 2 на верхнюю трубу, при этом якорь 10 с помощью шлицевого участка 8 удерживает шток 5 от обратного вращения. При движении штока вниз гайка 6 тоже вращается, но обгонная муфта 3 не передает вращения на якорь 2 и, соответственно, на трубу.

Расчет угла наклона резьбы винта производилась по формуле:

$$\gamma = \arctg \left( \frac{P_B \cdot d_g}{2M_K} \right) + \gamma_0,$$

где  $\gamma_0$  – угол трения  $\gamma_0 = \arctg \varphi$ ;  $\varphi$  – коэффициент трения;  $P_B$  – осевое усилие, прилагаемое к винту как максимально допустимое для штока;  $M_K$  – необходимый крутящий момент равен максимальному моменту затяжки (610 Н·м для 146 мм осадной колонны) с полуторакратным превышением, т.е. ~ 900 Н·м;  $d_g$  – диаметр винта.

Подставив эти данные в формулу и приняв коэффициент трения  $\varphi = 0,12$ , получили угол наклона резьбы  $\gamma = 75^\circ$ .

Момент страгивания резьбы будет увеличиваться с ростом глубины отворота, так как к моменту страгивания от затяжки при свинчивании добавится сила трения в резьбе от веса вышерасположенных труб.

Расчет показывает, что каждые 100 м эксплуатационной колонны диаметром 146 мм дают увеличение необходимого крутящего момента на 450 Н·м. Устройство внедрено в 112 скважинах ОАО «Татнефть».

Одним из тяжелейших видов аварий в скважинах, которые могут привести к потере скважины, является прихват оборудования в скважине из-за его полета или падения в скважину посторонних предметов, а также из-за длительного пребывания в скважине (пакера).

Для ликвидации таких аварий применяют различные ясы, забойные и устьевые домкраты.

В институте разработан забойный гидравлический домкрат. Забойный домкрат (рис. 7) состоит из четырех последовательно соединенных цилиндров 1 с поршнями 2. Верхний цилиндр через полумуфту 3 соединяется с колонной НКТ 5, а шток нижнего поршня через квадратный вал 4 посредством ловителя – с извлекаемым оборудованием.

Нижний цилиндр заканчивается направлением с квадратным отверстием, предназначенным для передачи крутящего момента от колонны НКТ через цилиндры домкрата на квадратный вал и ловитель.

Домкрат спускают в скважину и соединяют с прихваченным оборудованием. С помощью насосного агрегата подают жидкость под давлением в цилиндры домкрата. Под действием давления поршни домкрата движутся вверх, вытягивая прихваченное оборудование, а плашки якоря фиксируют цилиндры в обсадной колонне. Домкрат развивает усилие до 60 т непосредственно на забое скважины.

Для него разработан надежный, обеспечивающий прочное зацепление и не повреждающий эксплуатационную колонну гидравлический якорь [7].

Конструкция якоря изображена на рис. 8. Он содержит корпус 1, в поперечных окнах 2 которого установлены плашки 3, выполненные в виде полых поршней, с «Г-образными» в сечении кронштейнами 4 внутри. Между кронштейнами 4 противоположно расположенных поршней установлена предварительно сжатая пружина 5. Наружные торцы поршней выполнены радиусом, соответствующим внутреннему диаметру эксплуатационной колонны, с наплавленными вставками из твердосплавного материала 6. Корпус 1 имеет

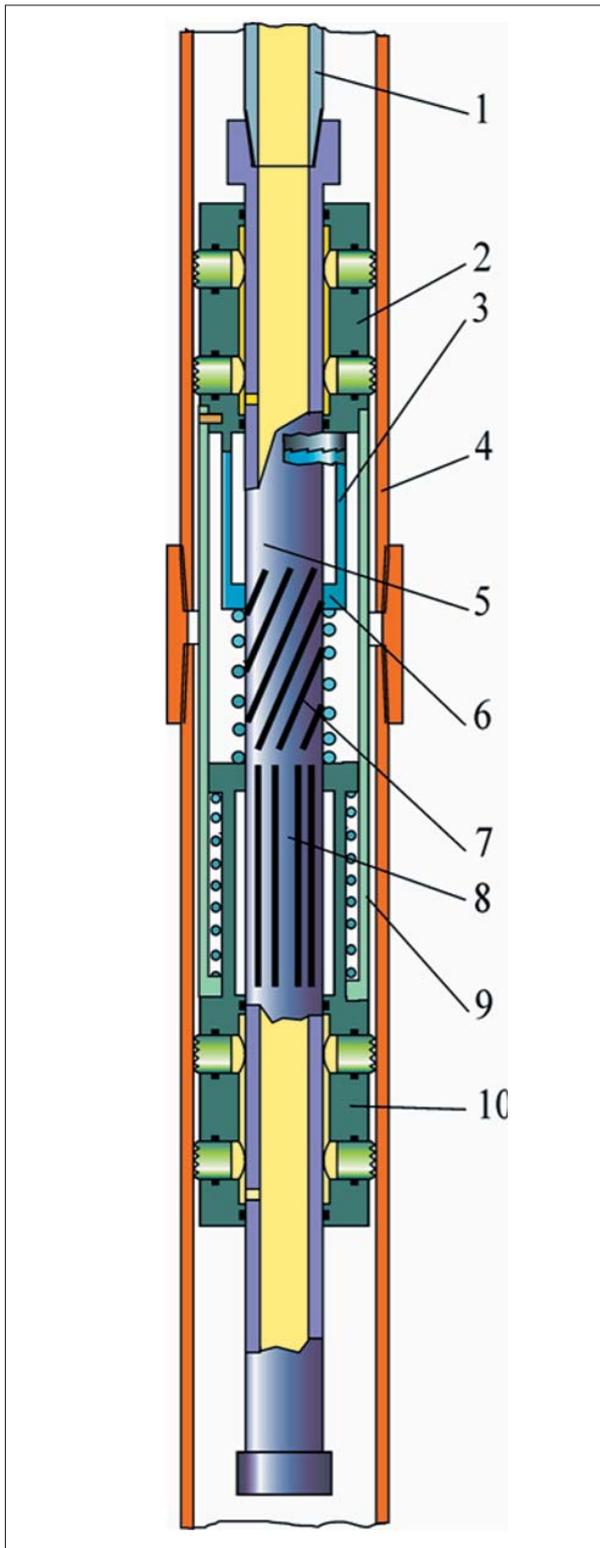


Рис. 6. Устройство для отворота эксплуатационной колонны: 1 – колонна НКТ; 2, 10 – гидравлические якоря; 3 – обгонная муфта; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – шток; 6 – гайка; 7 – винт; 8 – шлицы; 9 – корпус

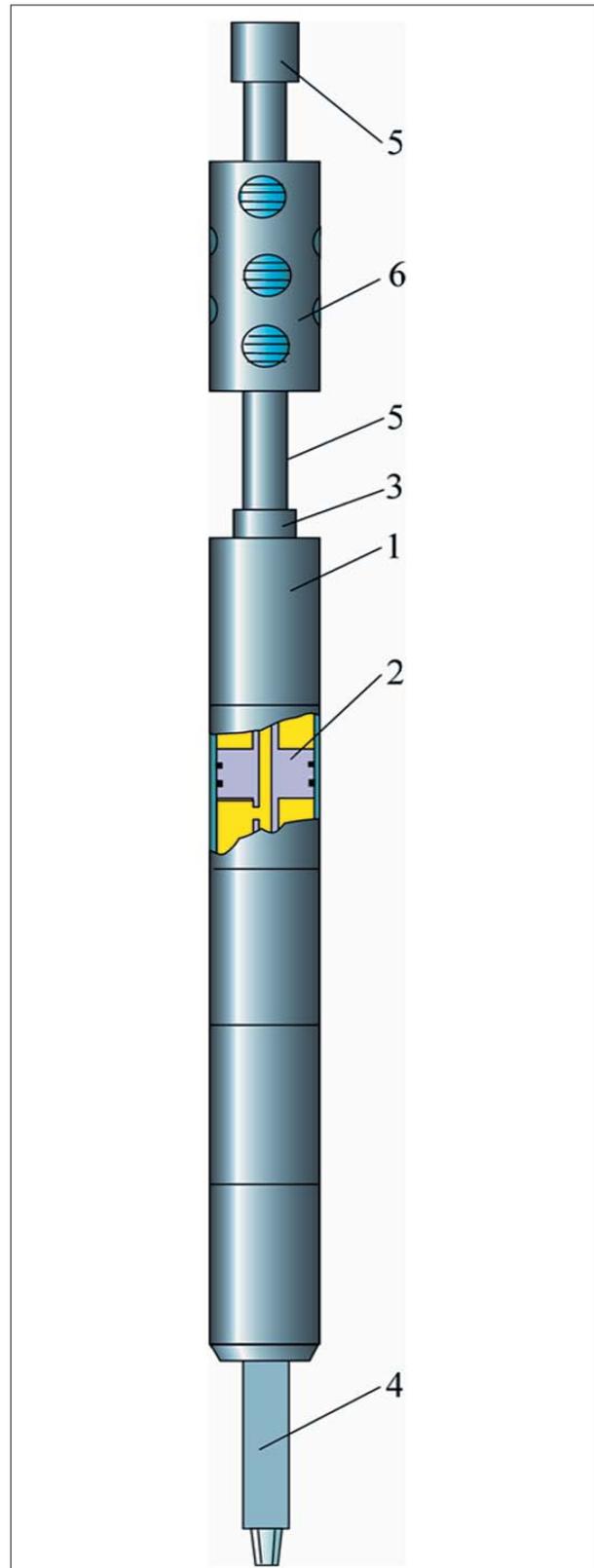
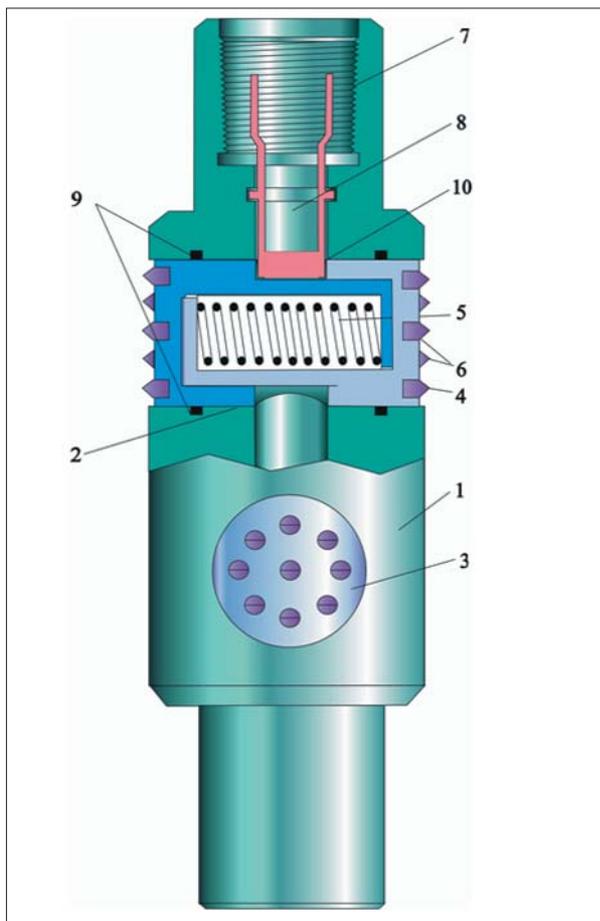


Рис. 7. Забойный домкрат: 1 – цилиндр; 2 – поршень; 3 – полумуфта; 4 – квадратный вал; 5 – НКТ; 6 – якорь



**Рис. 8. Якорь: 1 – корпус; 2 – окно; 3 – плашка; 4 – кронштейн; 5 – пружина; 6 – вставки плашек; 7 – присоединительная резьба; 8 – канал; 9 – уплотнительные кольца; 10 – фиксатор**

присоединительные резьбы 7 и сквозной продольный канал 8. Фиксатор 10 удерживает плашки 3 от выпадения из окон 2 корпуса 1 и проворота в нем. Для уплотнения плашек служат резиновые кольца 9.

Якорь работает следующим образом. Якорь присоединяют с помощью резьбы 7 на корпусе 1 одним концом к колонне труб, на которой его спускают в скважину, а другим концом к фиксируемому оборудованию, например, к пакеру. После спуска в заданный интервал в колонну труб подают под давлением жидкость. Жидкость по каналу 8 попадает в полости между плашками 3 с уплотнительными кольцами 9. Под действием давления жидкости плашки 3 выдвигаются из окон 2 корпуса 1, упираются вставки 6 во внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны скважины и врезаются в нее, обеспечивая прочную фиксацию якоря от осевых перемещений. При этом пружина 5 сжимается. После окончания работ и прекращения закачки

жидкости давление в трубах снижают, перепад давления, действующий на плашки 3, исчезает, и пружина 5, толкая кронштейны 4, возвращает плашки 3 в исходное транспортное положение.

Домкрат использован более чем в 150 скважинах ОАО «Татнефть».

Для подготовки места посадки для пакеров, летучек разработан гидравлический скребок. На рис. 9 показан разработанный скребок [8], который получил фирменное наименование «Кыргыз». Он содержит корпус 1, в поперечных окнах которого установлены поршни 2, взаимодействующие с ножами 3, установленными в проточках корпуса. В нижней части корпуса ввернута пробка 4 с отверстием для промывки очищаемой поверхности.

Работает скребок следующим образом. Под действием давления жидкости, закачиваемой в НКТ, на которых его спускают в скважину, поршни 2 выдвигаются из корпуса 1 и прижимают к стенкам эксплуатационной колонны ножи 3. Перемещая скребок вместе с НКТ вверх-вниз, производят очистку стенок эксплуатационной колонны от глинистой или цементной корки, смолопарафиновых отложений, солей, продуктов коррозии и т.п.

Благодаря тому, что ножи имеют малую контактную поверхность, они хорошо врезаются в загрязняющие отложения и очищают эксплуатационную колонну до металла. Скребок легко проходит зазоры в стыках за счет того, что на одном поршне располагается два ножа, каждый из них по очереди проходит через зазор, в то время как второй находится на теле одной из труб. С применением скребка выполнено более 3000 операций по подготовке скважины.

### Список литературы

1. Пат. 1086118 Российская Федерация, МКИ<sup>3</sup> Е 21 В 29/00. Устройство для ремонта обсадной колонны / Гарифов К.М.; заявитель и патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – № 3508941/22-03; заявл. 05.11.82; опубл. 15.04.84, Бюл. № 14. – 104 с.
2. Пат. 1627663 Российская Федерация, МКИ<sup>3</sup> Е 21 В 29/10. Устройство для ремонта обсадной колонны / Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н. и др.; заявитель и патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. –

- № 4492457/03; заявл. 29.07.88; опубл. 15.02.91, Бюл. № 6. – 85 с.
3. Пат. 1726730 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> E 21 В 33/12. Пакер / Гарифов К.М., Доброскок Б.Е., Кадыров А.Х. и др.; заявитель и патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – № 4466681/03; заявл. 29.07.88; опубл. 15.04.92, Бюл. № 14. – 135 с.
4. Пат. 2160859 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> F 16 J 15/16. Уплотнительный узел / Тахаутдинов Ш.Ф., Гарифов К.М., Жеребцов Е.П. и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти. – № 99111236/06; заявл. 25.05.99; опубл. 20.12.00, Бюл. № 35 (II ч.). – 270 с.
5. Пат. 2215122 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> E 21 В 33/122. Способ герметизации эксплуатационной колонны и отключения пластов (варианты) / Ибрагимов Н.Г., Гарифов К.М., Жеребцов Е.П. и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть». – № 2001122541/03; заявл. 09.08.01; опубл. 27.10.03, Бюл. № 30 (II ч.). – 420 с.
6. Пат. 2139407 Российская Федерация, МКИ<sup>6</sup> E 21 В. Устройство для отворачивания труб в скважине / Тахаутдинов Ш.Ф., Гарифов К.М., Фархутдинов Р.Г. и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть», Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть). – № 97103454/03; заявл. 28.02.97; опубл. 10.10.99.
7. Пат. 2220274 Российская Федерация, МКИ<sup>7</sup> E 21 В 23/04. Гидравлический якорь / Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Исмагилов Ф.З. и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2002111095/03; заявл. 24.04.02; опубл. 27.12.03, Бюл. № 36 (II ч.). – 519 с.
8. Пат. 2042792 Российская Федерация, МКИ<sup>6</sup> E 21 В 37/02. Устройство для очистки внутренней поверхности обсадной колонны / Гарифов К.М.; заявитель и патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – № 5031390/03; заявл. 31.01.92; опубл. 27.08.95, Бюл. № 24. – 194 с.

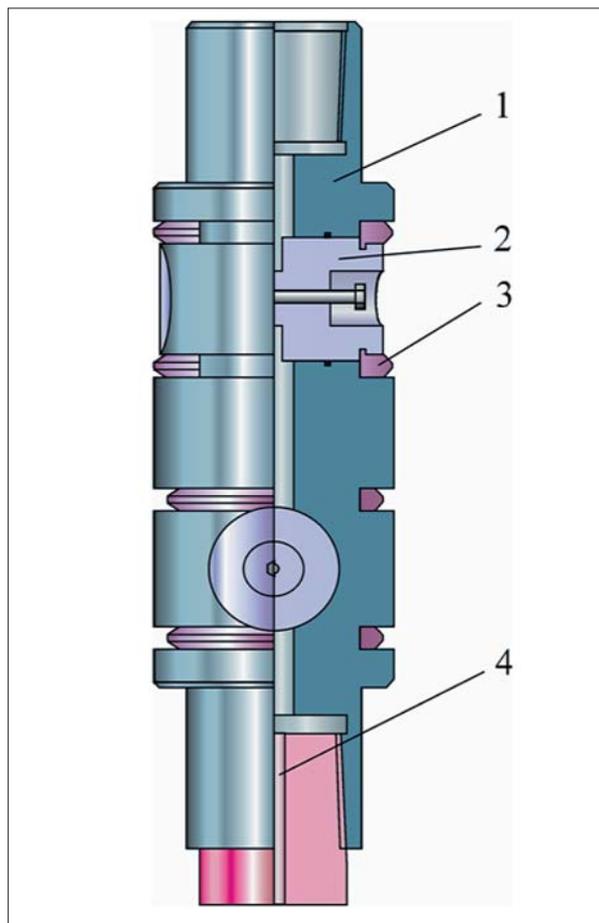


Рис. 9. Скребок гидравлический «Кыргыз»: 1 – корпус; 2 – поршни; 3 – ножи; 4 – пробка

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

*Махмутов И.Х., Габдуллин Р.Г., Зиятдинов Р.З.,  
Страхов Д.В., Асадуллин М.Ф. (ТатНИПИнефть)*

По мере старения фонда скважин потребности в ремонте эксплуатационных колонн ежегодно растут, при этом увеличивается сложность и трудоемкость работ. Ввиду интенсивного износа колонн увеличивается количество интервалов нарушений, что требует дополнительных средств на исследование их технического состояния.

В целях снижения затрат на эти исследования лабораторией ремонта скважин разработана конструкция спускаемого на канате пакера для опрессовки колонн, в том числе и поинтервальной, применение которого позволяеткратно сокращать продолжительность и стоимость (рис. 1).

Рост количества нарушений в эксплуатационных колоннах требует установки цементных мостов в различных интервалах с целью предохранения продуктивных пластов от загрязнений. Для проведения тампонажных работ наибольшее распространение получили методы транспортирования тампонажных смесей по заливочным трубам независимо от их объема и назначения. В цикле ремонтных работ спускоподъемные операции (СПО) труб являются одним из трудоемких основных процессов с большой затратой времени. При этом в изолируемые интервалы ствола, ввиду присущих этой технологии особенностей, доставляется излишнее количество тампонирующей смеси. К недостаткам традиционного способа следует отнести отсутствие возможности точного фиксирования границ раздела между тампонирующей смесью и заполняющей скважину жидкостью без применения разбуриваемых или взрывных пакеров. В свою очередь, их разбуривание отнимает много времени и чревато осложнениями (вращение пакера в процессе бурения и т.д.).

Отмеченные факторы, снижающие эффективность ремонтно-изоляционных работ и обуславливающие увеличение затрат времени и материалов на проведение ремонтов, в значительной мере устраняются при применении тампонажной желонки, спускаемой на канате. При транспортировании тампонирующей смеси на канате с помощью предлагаемой желонки отпадает необходимость в предварительной установке разбуриваемого или взрывного пакера, так как конструкцией предусмотрено отсечение ствола скважины разобшителем и одновременная заливка его с цементным раствором за один спуск желонки (рис. 2).

При этом сокращаются затраты времени на проведение СПО заливочных труб, на тампонирующие материалы и реагенты, отпадает необходимость применения пакеров, повышается точность установки разделительных мостов. Наряду с этим, при установке мостов и выполнении аналогичных работ в скважине высвобождается часть спецтехники (цементировочный агрегат, цементосмеситель, автоцистерна), а также снижается трудоемкость работ и повышается общая культура производства.

Указанные выше факторы оказывают прямое влияние на улучшение технико-экономических показателей ремонтно-изоляционных работ. Кроме того, перспективность данного способа ремонтно-изоляционных работ обуславливается простотой конструкции и технологии, возможностью изготовления желонки в условиях мастерских.

Скважины, пробуренные до 1980 г., в большинстве случаев не зацементированы до устья, что привело к многочисленным нарушениям эксплуатационных колонн в разных интервалах и поэтому в ряде случаев герметизация таких колонн является одним из наиболее затратных и не всегда успешных видов ремонта. Для восстановления работоспособности колонн с тремя и бо-

лее нарушениями разработано оборудование с применением дополнительных колонн меньшего диаметра.

Восстановление крепи скважины с использованием цементируемых дополнительных колонн ДКЦ-102 и ДКЦ-114 целесообразно проводить при необходимости продолжительной эксплуатации скважины в следующих случаях:

- при невозможности загерметизировать колонну тампонированием;
- в эксплуатационной колонне имеется несколько дефектов на разных интервалах (ремонт экономически нецелесообразен);
- при износе толщины стенок эксплуатационной колонны более 40%;
- при наличии цемента за эксплуатационной колонной.

Оборудование позволяет за один спуск инструмента (60 и 73 мм НКТ с посадочным узлом (рис. 3) произвести:

- разобшение межколонного пространства;
- цементирование дополнительной колонны без контактирования с продуктивным пластом;
- полное удаление излишков цементного раствора из дополнительной колонны.

Предлагаемая техника и технология ремонта эксплуатационной колонны с применением цементируемых дополнительных колонн исключает необходимость отсечения ствола цементными, песчаными пробками с последующим разбуриванием, повторной перфорации и др.

Если срок предстоящей эксплуатации добывающей скважины, исходя из остаточных запасов нефти или

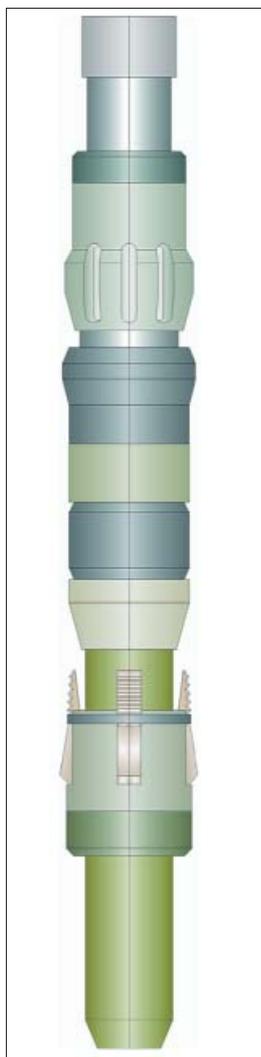


Рис. 1

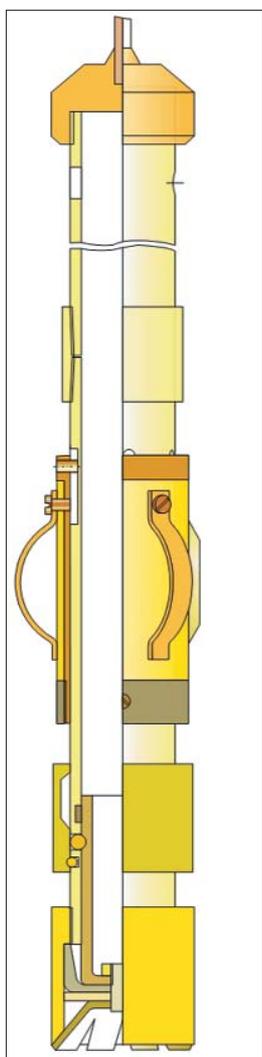


Рис. 2

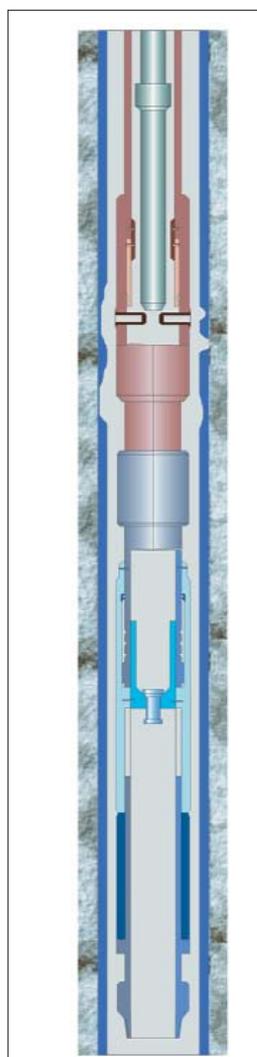


Рис. 3

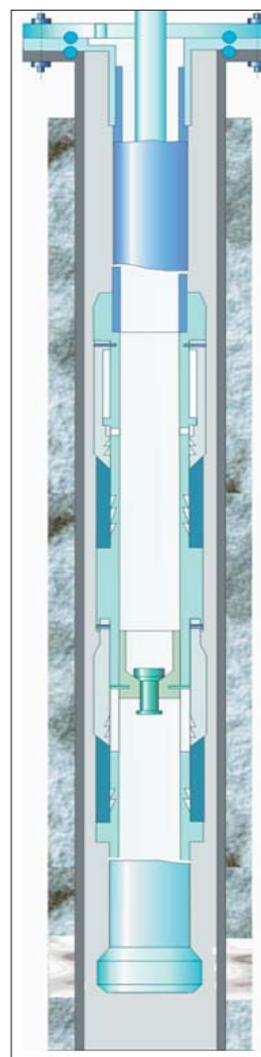


Рис. 4



Рис. 5, 6, 7

необходимости перевода в ППД, непродолжительный, целесообразно применение недорогих способов ремонта, например, с применением дополнительной колонны (диаметром 112, 114, 120 мм) без цементирования, которая при необходимости извлекается.

Применение предлагаемой конструкции с гидравлическим управляемым разобщителем нецементируемой дополнительной колонны имеет ряд преимуществ по сравнению с пакером с опорой на забой:

- надежную герметизацию (гидравлическую посадку);
- переоборудование устья без газосварочных работ;

- отсутствие хвостовика, что дает возможность проводить геофизические исследования, промывку, ОПЗ пластов;

- в случае необходимости извлекается из скважины.

Спуск и запакеровка дополнительной колонны выполняются за один спуск инструмента (рис. 4).

Для восстановления работоспособности эксплуатационных колонн разработаны и успешно внедряются и другие технические средства. Для наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, изоляции заколонных перетоков, отключения пластов успешно применяются разбуриваемые пакеры (рис. 5), позволяющие за один спуск инструмента установить пакер в запланированном интервале скважины и закачать запланированный объем тампонирующего материала. Разбуриваемые пакеры широко применяются на скважинах ОАО «Татнефть» с достаточно высокой успешностью.

Для герметизации эксплуатационных колонн в любом интервале разработаны цементируемые подвесные «летучки». Технология избирательного цементирования, позволяет за один спуск инструмента монтаж и цементирование «летучки» (рис. 6). Для крепления стволов малого диаметра после проведения работ по углублению скважины через башмак колонны, резки и бурения боковых и боковых горизонтальных стволов разработано оборудование и технология цементирования 102 и 114-мм хвостовиков (рис. 7), позволяющая произвести их цементирование без использования цементируемых пробок, без последующего разбуривания цементного стакана в хвостовике, что упрощает технологию и сокращает время пребывания скважины в ремонте.

Широкое применение вышеперечисленных разработок позволяет решить комплекс задач в области ремонта эксплуатационных колонн и значительно повысить эффективность ремонтных работ.

# Техника и технология добычи и подготовки продукции скважин



## ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ИХ РЕШЕНИЯ

*Гарифов К.М., Доброскок Б.Е. (ТатНИПИнефть)*

Для решения проблем в области эксплуатации скважин в институте был создан отдел техники и технологии добычи нефти (с 1986 г. – отдел эксплуатации и ремонта скважин), который является ровесником института. Первым его начальником был Геннадий Васильевич Кострюков. На базе лабораторий отдела в последующем были образованы отделы подготовки нефти (В.П. Тронов), физики пласта (И.Ф. Глузов), конструкторский (Х.А. Асфандияров), обработки призабойной зоны и капитального ремонта скважин (В.А. Харьков, И.Г. Юсупов). С 1964 г. начальником отдела стал Р.А. Максудов, с 1966 г. – М.Г. Минигазимов, с 1972 г. – Б.Е. Доброскок, с 1999 г. – В.М. Валовский, с 2001 г. – К.М. Гарифов.

Основными направлениями работ в этой области являются повышение эффективности и снижение затрат, в том числе и энергетических, при механизированной эксплуатации скважин. Основными проблемами при этом были и остаются эксплуатация скважин с вязкими нефтями, высокой обводненностью продукции, выносом песка, отложением парафина, а также проблемы сохранения коллекторских свойств пласта при эксплуатации и ремонте скважин, освоение скважин, проблемы эксплуатации скважин в системе поддержания пластового давления (ППД).

Отдел начал работу с исследования термодинамического состояния Ромашкинского месторождения, поиска эффективных методов борьбы с отложениями парафина, исследования закономерностей движения газожидкостных смесей, разработки телеметрических систем и подготовки нефти. Результатами этих работ явились фактические и прогнозируемые показатели термодинамического состояния Ромашкинского месторождения, послужившие в последующем основой

для проектирования систем разработки нефтяных месторождений с заводнением.

Группа исследователей в составе Р.А. Максудова, В.П. Тронова, Б.М. Сучкова, Я.Ф. Губарева в результате длительных лабораторных и промысловых экспериментов обосновала и предложила эффективный способ предотвращения отложений парафина – футерование внутренней поверхности насосно-компрессорных труб стеклом, который сыграл свою роль при фонтанной эксплуатации скважин. Сегодня эта проблема решается с помощью скребков-центраторов, размещенных на штангах.

Минигазимовым М.Г. (при участии Д.Д. Аузбаева, А.Г. Шарипова, Х.М. Батырова, Р.Ш. Шакирова) обоснована необходимость перехода объединением «Татнефть» на механизированный способ эксплуатации добывающих скважин основных месторождений, реализация этого предложения позволила в условиях растущей обводненности скважин значительно поднять и продолжительное время удерживать высокие уровни добычи нефти.

При выполнении этих работ А.Г. Шариповым и Х.М. Батыровым впервые в отрасли были проведены уникальные исследования на действующих скважинах-моделях, позволившие установить оптимальные режимы эксплуатации механизированных скважин. Результаты этих исследований используются во многих нефтяных регионах страны.

Большой объем работ выполнен в области эксплуатации малодобитного фонда. Разработаны способы перевода таких скважин на непрерывный режим работы, что позволило подключить к работе большую группу скважин. От института в этой работе принимали участие Г.Ш. Шагапов, Х.М. Батыров, В.И. Чудин, В.М. Заляев. Этой же группой разработан скважинный

глубинный дозатор ДСИ-107 для подачи ингибиторов парафиноотложений, который является одним из наиболее надежных устройств подобного назначения и широко применяется в ОАО «Татнефть».

Чудиным В.И. был разработан широко применяемый счетчик количества жидкости типа СКЖ, начаты работы по поочередной добыче нефти и воды, позволяющей предотвратить образование вязких эмульсий при подъеме высокообводненной продукции.

После определенной доработки Г.Ю. Басосом и К.В. Валовским входное устройство, осуществляющее поочередную подачу нефти и воды на вход насоса, начиная 2002 г. широко (более 700 скв.) внедряется в ОАО «Татнефть». Заканчивается разработка оригинального прибора для замера дебита скважины по шумовым характеристикам потока, начата Э.Л. Герасимовым.

В начале 60-х годов для повышения выработки многопластовых объектов и снижения капитальных затрат ТатНИИ были начаты работы по применению одновременной раздельной добычи нефти и одновременной раздельной закачки воды в несколько пластов через одну скважину. Особое распространение получила на месторождениях Татарстана одновременная раздельная закачка воды при дифференцированном давлении нагнетания. Скважины оснащались оборудованием, разработанным сотрудниками института: Р.А. Максutowым, Х.А. Асфандияровым, Г.М. Мельниковым, Б.Е. Доброскоком, А.В. Валиуллиным, Ю.А. Горюновым, Б.Е. Халаманом, И.П. Пасынковой.

После 30-летнего затишья, в связи с активным освоением карбонатных залежей, вновь активизировались работы в области одновременно-раздельной эксплуатации пластов. В отделе под руководством К.М. Гарифова разработана однолифтовая установка, позволяющая с помощью штангового насоса, оснащенного дополнительным всасывающим клапаном, раздельно эксплуатировать два пласта со своими режимами. Кроме того, разработана конструкция устьевого арматуры, позволяющая реализовать двухлифтовую установку, с помощью которой можно производить раздельную добычу и раздельную закачку, а также совмещать их. На 2006 г. запланировано внедрение более 50 установок обоих видов.

Промысловые исследования показали, что на освоение скважин после ремонта уходит несколько недель, но и после этого скважины не достигают прежнего

режима. Для исключения таких нежелательных последствий отделом ведутся работы в двух направлениях: создание оборудования, позволяющего ремонтировать скважины без глушения или устраняющего контакт призабойной зоны пласта с жидкостью глушения, и разработка рецептур жидкостей, не влияющих на коллекторские свойства пластов.

В 70-е годы Г.А. Орловым, М.Х. Мусабировым, А.И. Давыдовой совместно с институтом нефтеорганической химии и углехимии (г. Киев, М.Ш. Кендис, В.Н. Глушенко) разработаны десятки составов технологических жидкостей на основе обратных эмульсий, не оказывающих отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта. На их основе создано несколько технологий глушения. Работы в области сохранения коллекторских свойств пласта продолжаются и в настоящее время – разработана технология комбинированного глушения с использованием вязких эмульсий и водных растворов, а также «облагороженные» составы на водной основе, не оказывающие вредного влияния на призабойную зону пласта.

В начале 80-х годов Ю.А. Имамаликовым совместно с работниками НГДУ «Сулеевнефть» разработаны основные принципы ремонта скважин без глушения и на их основе создана инструкция, применяемая до сих пор.

По второму направлению в 70-е годы разработана, испытана и рекомендована к внедрению конструкция оборудования для проведения ремонтов без глушения механизированных скважин (Р.А. Максutow, Б.Е. Доброскок, Х.А. Асфандияров, Ю.А. Горюнов, А.А. Попов). Отличительной особенностью его является отсутствие механической связи между насосным оборудованием и отсекающим клапаном и срабатывание последнего в зависимости от высоты уровня жидкости в затрубном пространстве. Позже аналогичный по принципу действия, т.е. автономный, и открываемый сверху концом колонны НКТ клапаны были разработаны и внедрены К.М. Гарифовым, А.Х. Кадыровым, И.Н. Рахмановым, А.В. Глуходеем. Ими же разработан и широко внедряется хвостовик, предотвращающий контакт жидкости глушения с ПЗП. Аналогичное по назначению оборудование разработано Р.Г. Габдуллиным и Д.В. Страховым. Габдуллиным Р.Г. также разработан заколонный клапан-отсекатель.

Увеличение давлений закачки и применение для заводнения сточных вод в системе ППД привело к необходимости защиты в нагнетательных скважинах эксплуата-

ционной колонны. В 1965 г. был разработан пакер Б76 (ПВ ЯГМ) для защиты эксплуатационной колонны от высокого давления и других технологических целей. Этот пакер оказался «долгожителем», так как выпускается и применяется на месторождениях отрасли до сих пор. Сначала он выпускался на Калушском заводе «Нефтебурмашремонт» (Украина) в количестве до 1000 экз. ежегодно. Сейчас выпускается тем же заводом, а также несколькими предприятиями России.

Развитием этих работ явилось создание сотрудниками отдела (К.М. Гарифовым, А.Х. Кадыровым, И.Н. Рахмановым) пакера-гильзы, более простого по конструкции и надежного в эксплуатации. Срок службы его превышает 10 лет, объем внедрения в нагнетательных скважинах достиг более 1500 скважин. За ряд работ в области защиты и герметизации эксплуатационной колонны (пакер-гильза, извлекаемая летучка, технология герметизации протяженных участков эксплуатационной колонны, устройство для отворота эксплуатационной колонны) К.М. Гарифов и А.Х. Кадыров вместе с группой промысловых работников удостоены Государственной премии РТ в области науки и техники за 2001 г.

Группой во главе с М.Г. Газимовым при участии Э.З. Фаррахова, и Р.Т. Максинаева в середине 60-х годов были проведены уникальные исследования по электризации газонефтяного потока при освоении скважин. С учетом результатов этих исследований в начале 70-х годов выполнены сложнейшие работы по исследованию причин взрывов газозооной смеси при освоении скважин с участием Ю.А. Имамаликова. Были сформулированы принципы безопасного освоения воздухом, на основе которых был написан ряд инструкций и разработано устройство для безопасного освоения скважин воздухом М40. Эти работы позволили исключить в «Татнефти» взрывы при освоении скважин, зачастую связанные с человеческими жертвами. В настоящее время для этих целей применяются азотные установки и, наиболее широко, свабирование. Отдел принимает активное участие в создании свабов, а также в разработке технологий их эффективного использования. Разработаны цельнометаллические свабы, в том числе для эксплуатационных ко-

лонн (Г.Ю. Басос, К.В. Валовский).

В начале 80-х годов появилась проблема пескопроявления (Архангельское месторождение), для борьбы с которым (К.М. Гарифовым и Ю.А. Имамаликовым) была разработана технология вскрытия слабосцементированного неоднородного пласта, заключающаяся в том, что вскрывают только прочные участки пласта и через них его эксплуатируют. Технология применяется и сейчас.

В связи с появлением проблемы подъема на поверхность высоковязких нефтей группой сотрудников института (Р.А. Максуповым, Б.Е. Доброскоком, В.В. Кочкиным, В.М. Соколовым, К.С. Фроловым, Н.Х. Махъяновым, Н.Л. Логиновым) было разработано, испытано и организовано производство нескольких конструкций индукционных забойных электронагревателей. Комплексование нагревателей со штанговыми и диафрагменными насосами обеспечивает их нормальную работу при добыче вязких нефтей. Они могут использоваться для внутрискважинного подогрева воды при заводнении малопродуктивных месторождений.

Сотрудниками отдела Н.В. Федосеенко, И.Г. Шамсутдиновым, К.В. Валовским под руководством В.М. Валовского разработан цепной привод штангового насоса, который позволяет благодаря медленному ходу эффективно эксплуатировать скважины с высоковязкими нефтями, а также экономить электроэнергию и снизить металлоемкость привода. Разработка более производительных длинноходовых приводов позволит заменить в некоторых скважинах электроцентробежные насосы.

Разработан размерный ряд приводов с рабочим ходом от 2,1 до 7,3 м и грузоподъемностью от 4 до 12 т. В настоящее время на промыслах Татарстана работают 189 трех- и 38 шестиметровых приводов.

С первого дня существования отдел играл важную роль в работе института, его интересные и эффективные разработки находят широкое применение в нефтяной отрасли и оказывают заметное влияние на эффективность эксплуатации и ремонта скважин в ОАО «Татнефть».

## РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ИХ ПЕРСПЕКТИВЫ

*Тронов В.П., Ширеев А.И., Исмагилов И.Х., Сахабутдинов Р.З., Тронов А.В., Фаттахов Р.Б., Шаталов А.Н. (ТатНИПИнефть)*

**Н**а промыслах Татарстана впервые в стране был достигнут рекордный уровень добычи нефти – 100 млн т в год (1970 г.) и более миллиарда т за все время разработки месторождений. Первый миллиард т «черного золота» все промыслы России добывали 100 лет. Татарские нефтяники прошли этот рубеж менее чем за 25 лет.

Первой крупной проблемой, с которой пришлось столкнуться молодому коллективу ученых ТатНИИ, была проблема борьбы с отложениями парафина, которая была успешно решена созданием теории механизма парафинизации оборудования [1], остеклованием насосно-компрессорных труб и широким внедрением на промыслах.

Но «черное золото» мало поднять на поверхность из глубин земли, его надо подготовить для последующей переработки на НПЗ. Отправляемая с промыслов нефть должна соответствовать требованиям стандартов по содержанию воды, солей и механических примесей. В первые годы разработки нефтяных месторождений Татарстана концентрация воды в товарной нефти допускалась до 2%. В 1974 г. были установлены более жесткие требования к качеству товарной нефти: даже по третьей группе качества концентрация воды в товарной нефти не должна превышать 1 %, солей – 1800 мг/л.

В этих обстоятельствах ученые ТатНИПИнефть получили задание решить сложную задачу – очистить продукцию скважины от пластовой воды, солей и механических примесей (см. рисунок) в отсутствие достаточной суммарной производительности установок традиционного типа, а саму воду после соот-

ветствующей очистки снова закачать в продуктивные пласты, но уже в качестве активного агента для вытеснения нефти. Для ускорения научно-технического прогресса в области подготовки продукции скважин (нефть, газ, вода) необходимо было выполнить в сжатые сроки весь комплекс работ – от научных исследований, технологических и технических решений до внедрения их в производство. В 1964 г. в ТатНИПИнефть впервые в истории нефтяной промышленности была выдвинута идея использовать для разрушения эмульсии трубопроводы всех типов, необходимых промыслам, которые до этого сами были источником формирования стойких эмульсий [2].

Обширные теоретические и экспериментальные исследования позволили осуществить технологический прорыв в области подготовки продукции скважин и вывести ее на новый, более высокий уровень, разработать и широко внедрить новые высокоэффективные технологии, технологические схемы, процессы и аппараты. Внедрение новых технологий, схем, процессов и аппаратов позволили решить проблему подготовки продукции скважин на промыслах Татарстана с минимальными материальными затратами при более высоком качестве товарной продукции.

Одной из наиболее важных проблем в этой области является снижение потребления энергии и ресурсов на базе высоких эффективных технологий, решающих одновременно с этим и экологические проблемы. В нефтяной промышленности сбережение энергии и ресурсов достигается применением более экономичных технологий сепарации газа и техники, позволяющих снижать удельные энерго- и ресурсозатраты на добычу нефти и сокращать потери углеводородов. Комплексное решение этой проблемы было достигнуто использованием разработанных ТатНИПИ-

нефть следующих новых технологий и соответствующих технических средств:

- технологических процессов очистки от сероводорода газов различного состава [3, 4];
- технологии сепарации газа и предварительного сброса пластовых вод с помощью концевых делителей фаз (КДФ) [5-10];
- технологии отбора проб газа перед вертикальными сепараторами, резервуарами, предотвращающей нарушение целостности их крыш [11];
- технологии и технических средств сепарации высокопеннистых нефтей [12-14];
- технологии рециркуляции газов концевых ступеней на предыдущие ступени [11, 10];
- технологии совместного транспорта газа и конденсата [4];
- технологии предотвращения выброса в атмосферу и улавливания паров нефти на нефтяных промыслах [15-21];
- технологии улавливания паров бензина и других углеводородов на резервуарных парках объектов транспорта нефти и нефтепродуктов НПЗ и нефтебаз [11];
- технологии нейтрализации сероводорода ионами железа пластовой воды [22].

Разработанные новые технологии и технические средства нашли широкое применение на промыслах

Татарстана и СНГ. Технология нейтрализации сероводорода при сборе нефтей успешно использовалась на промыслах Татарстана и других районов. Только на промыслах ОАО «Татнефть» эксплуатируется несколько десятков КДФ и вертикальных газоотделителей, на многих установках действует технология рециркуляции газа. Системой улавливания легких фракций (УЛФ) герметизированы более 25 крупных резервуарных парков в Татарстане с большим экономическим эффектом.

Разработанные технологии базируются на теоретических идеях и широких исследованиях гидромеханики газожидкостных потоков. Качественный скачок в теории и практике сепарации газонефтяных смесей на промышленных объектах, увеличение единичной производительности сепараторов и сокращение потерь углеводородов на первом этапе связаны с разработкой и применением следующих элементов:

- использования энергии потока для реализации технологических процессов и перенесения основных элементов сепарации в подводящие трубопроводы и коммуникации, а также их совмещения с процессами транспортирования продукции скважин [4, 11];
- расслоения потока на нефть, газ и воду перед сепараторами в концевых делителях фаз расчетных параметров и осуществления их раздельного ввода в функциональные аппараты [5, 6, 8, 9];

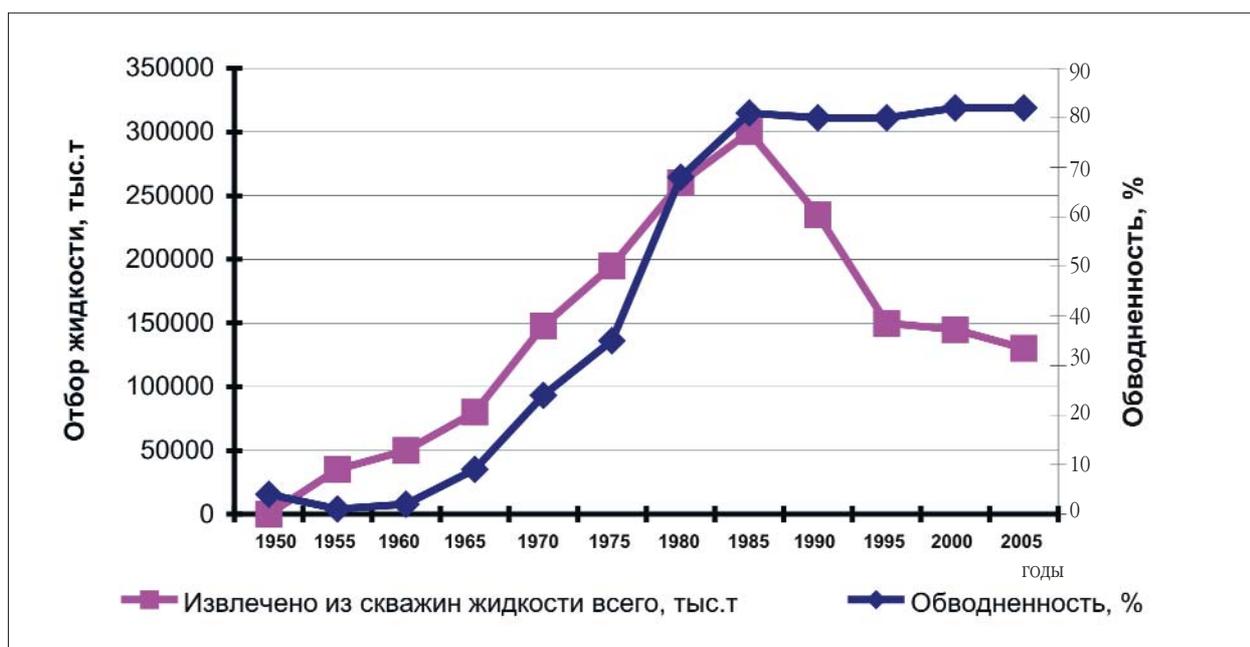


Рис. Отбор жидкости (1) из скважин (тыс. т), обводненность нефти (2) (%) по ОАО «Татнефть»

- разрушения газонефтяных пен гидродинамическими средствами в трубчатых элементах [11, 4, 14];
- предварительного отбора выделившегося в трубопроводах промысловых систем газа [11, 4];
- использования энергоощадящих режимов и ввода продукции скважин в сепараторы при минимальном перепаде давления [11];
- сокращения потерь капельной нефти и эксплуатации сепараторов преимущественно в режиме аппаратов газоочистки, а также использования для этих целей автономных блоков [4];
- сокращения потерь конденсата и осушки газа последующих ступеней в потоке нефти предыдущих ступеней сепарации [4];
- утилизации тепла и интенсификации процесса сепарации и подготовки нефти с помощью горячих дренажных вод [1, 2, 23-27];
- гашения пены турбулентными пульсациями в трубчатых газовых коалесценторах [11, 4];
- нейтрализации сероводорода ионами железа пластовой воды [22].

Разработанная на этой основе совмещенная технология транспортирования продукции скважин и сепарации газа позволила снизить удельные расходы энергий различных видов, а также капитальные вложения на объектах сепарации в 3,72 и более раз, себестоимость процесса – более чем в 3 раза, решить проблему сепарации высокопенных нефтей большой вязкости гидродинамическими средствами, увеличив при этом удельную производительность сепараторов в 3-6 раз и сократив потери углеводородов.

Развитие идей экономии энергоресурсов связано с разработкой техники и технологии отбора и утилизации углеводородов, выделяющихся из резервуаров и другого оборудования. Важное значение имеет разработанная ТатНИПИнефть технология сокращения потерь тяжелых компонентов газа его рециркуляцией на предыдущие ступени сепарации, получившая широкое распространение практически во всех нефтедобывающих районах. Однако еще более эффективна технология отбора паров нефти из резервуаров с помощью УЛФ. Система УЛФ предусматривает улавливание испаряющихся углеводородов практически до 100 %, принося огромную прибыль и решая одновременно с этим проблему предотвращения загрязнения окружающей атмосферы вредными выбросами. Назначение системы сводится к следующему [11, 4]:

- увеличению товарных ресурсов углеводородов путем отбора из резервуаров паров нефти во время их заполнения и расширения газа при повышении температуры;
- поддержанию бескислородного режима в паровом пространстве резервуаров за счет ввода в резервуары подпиточного попутного газа во время снижения давления в нем;
- снижению пожароопасности резервуарных парков и других объектов;
- уменьшению коррозии резервуаров и ремонтных работ;
- улучшению условий труда обслуживающего персонала и решению экологической проблемы «углеводороды–воздух»;
- получению значительной прибыли.

Система работает в автоматическом режиме, имеет устройство самозащиты от случайных отключений, обладает способностью функционировать длительное время в режиме частых включений и отключений, работоспособна в условиях высокоагрессивных сред. С помощью этой системы впервые в мире было герметизировано большое количество резервуарных парков и получено более 1 млн т паров нефти в таком крупном нефтяном регионе, как Татарстан, а также во многих регионах за его пределами. Применение этих технологий позволяет значительно увеличить производительность сепарационного оборудования на промыслах и существенно уменьшить капиталовложения на их обустройство.

Обширные теоретические и экспериментальные исследования показали, что эффективное решение проблемы подготовки высокосернистых и девонских нефтей с минимальным набором технологического оборудования на ступенях предварительного и глубокого обезвоживания, а также обессоливания возможно на основе применения новых технологических схем, в основу которых заложены принципы совмещения процессов сбора и транспорта нефтяных эмульсий с их разрушением в трубопроводах различного назначения в присутствии реагента-деэмульгатора [28-49].

Использование совмещенной технологической схемы подготовки нефти или ее отдельных элементов позволяет также значительно повысить технико-экономические показатели работы установок подготовки нефти ОАО «Татнефть» по сравнению с технологией традиционного типа. Так, при добыче на месторождении

ях Татарстана в 1970-1975 гг. более 100 млн т нефти суммарная проектная производительность установок по обезвоживанию и обессоливанию составляла 66-81 млн т/год. При этом среднее содержание балласта в подготовленной нефти в период с 1966 по 1978 гг. при ежегодном дефиците установок общей производительностью от 30 до 5 млн т было снижено с 1,3 до 0,21 %, а объем обессоленной нефти в 1978 г. составил более 75 млн т. При этом ежегодные надбавки за сдачу нефти экспортной кондиции за указанный период составили 22-33 млн руб. (в ценах 1980 г.). Такие высокие показатели по качеству товарной нефти по объединению «Татнефть» были достигнуты за счет широкого внедрения новых технологических процессов совмещенной технологии, направленных на повышение эффективности промысловой подготовки нефти [1, 2, 23-32, 39, 50]:

- подбор марок, расхода и обоснование точек подачи деэмульгаторов в системе сбора с учетом устойчивости эмульсии и направления грузопотоков;
- разрушение эмульсий в присутствии деэмульгаторов в трубопроводах систем сбора и расслоение потока на нефть, газ и воду на концевых участках промысловых трубопроводов;
- предварительный сброс и утилизация пластовой воды в условиях ДНС;
- разрушение тонкодисперсной части эмульсии в линейных или секционных каплеобразователях с расчетными режимами турбулизации потока;
- разрушение стойких промежуточных слоев в технологических отстойных аппаратах за счет монтажа в них вводных трубопроводов с лучевыми распределителями;
- использование коммуникационных трубопроводов в интервале «установка–товарный парк–головные сооружения» в технологических целях для отмывки солей в нефти и разрушения эмульсий;
- применение отстойных аппаратов и электродегидраторов высокой удельной производительности;
- совместный сбор в расчетных соотношениях газированной продукции скважин угленосного и девонского горизонтов с одновременной нейтрализацией сероводорода;
- компаундирование подготовленных нефтей различного качества в расчетных соотношениях.

Высокие темпы увеличения объемов добычи и подготовки нефти в 1980-1985 гг. потребовали созда-

ния отстойных аппаратов высокой производительности. Так, на основании результатов исследований экспериментального трубчатого отстойника на ЭЛОУ-1 НГДУ «Бавлынефть» конструкторским бюро объединения «Саратовнефтегаз» и ТатНИПИнефть был разработан, испытан на Кичуйской УПН и принят ведомственной комиссией опытный блочный трубный разделитель эмульсии РЭБСТ-1 с удельной производительностью 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> для отстойника ОГ-160, подключенного параллельно с трубным аппаратом [51].

Известно, что качество нефти, а также уровень затрат на процессы определяются, в основном, применяемой технологией. В Татарстане разработано новое направление в области подготовки нефти, связанное с дальнейшим развитием внутритрубной деэмульсации нефти – метод компаундирования. В результате исследований было установлено, что физико-химический потенциал обессоленной товарной нефти может быть использован для улучшения качества обезвоженной нефти с получением всего объема обрабатываемой нефти повышенного качества.

ТатНИПИнефть разработана и сдана приемочной комиссии совмещенная технология обезвоживания природных битумов с применением в качестве разбавителя побочного продукта нефтебитумного производства – дистиллята [41].

Научно-технические достижения в области технологии сбора и подготовки нефти существенно улучшили показатели качества товарной нефти, подготавливаемой на установках подготовки ОАО «Татнефть». Так, в период с 1985 по 1992 гг. более 95% объема добываемой нефти подготавливалось и сдавалось нефтепроводному управлению по 1 группе качества (концентрация солей до 100 мг/л), в том числе более 80% – экспортной кондиции. В этот же период более 90% добываемой высокосернистой нефти также подготавливалась по 1 группе качества.

Вопросам разработки современных новых методов очистки пластовых вод на промыслах с целью их использования в системе поддержания пластового давления (ППД) также придавалось важное значение. Согласно рекомендациям ТатНИПИнефть предварительный сброс пластовых вод осуществляется в условиях дожимных насосных станций с целью исключения излишних затрат на транспортировку балласта до центральных сборных пунктов и обратно для закачки в пласт после очистки, а также повышения производительности установок подготовки нефти. Особенности

процесса определяют конструкцию типов оборудования с наилучшими гидродинамическими характеристиками. Широкое распространение получили аппараты предварительного обезвоживания нефти на базе труб и емкостей, которые обладают высокими технико-экономическими показателями. Применение КДФ, выполненных из труб нефтяного сортамента, позволяет решать одновременно несколько проблем, заменяя собой целый ряд аппаратов. КДФ работают в режиме саморегулирования технологического процесса отбора газа, сброса воды и практически не требуют обслуживания [11, 4, 7, 6].

Подготовка пластовых вод к закачке в систему ППД является сложным процессом и отличается жесткими требованиями к ее качеству. Для решения этой проблемы разработаны следующие новые методы очистки сточных вод:

- технология очистки воды с использованием подвижной гидрофильной среды;
- технология и отстойник с жидкостным гидрофобным фильтром (ЖГФ);
- технология очистки воды с помощью ЖГФ в конечных делителях фаз;
- система очистки сточной воды в самообновляющемся ЖГФ, встроенном в установку подготовки нефти;
- технология очистки воды с использованием ЖГФ, встроенного в ступень обезвоживания нефти;
- технология очистки воды в самообновляющемся ЖГФ на базе резервуара;
- применение ЖГФ в сочетании с автофлотацией.

Очистка сточных вод с использованием эффектов автофлотации открыла совершенно новую область в промышленных технологиях. Разработаны теоретические предпосылки, определено влияние различных факторов на эффективность автофлотационных процессов. Разработаны принципиальные технологические схемы и технология автофлотации загрязнений в трехфазных сепараторах. Обоснованы принципы использования автофлотации в сочетании с ЖГФ. Разработана новая технология очистки сточных вод с использованием поверхностных эффектов [13]. Разработаны как теоретические предпосылки, так и разнообразные технологические схемы очистки сточных вод с их использованием [8, 52, 51].

Новые комбинированные методы очистки сточных вод с использованием поверхностных, автофлотаци-

онных и других эффектов позволяют существенно повысить суммарный эффект и снизить стоимость процесса. Для реализации комбинированных методов очистки сточных вод разработаны, успешно испытаны и внедряются на промышленных объектах каскадная технология, ЖГФ и аппараты типа АОСВ-1.

Таким образом, достаточно высокий научно-технический прогресс в области подготовки продукции скважин на предприятиях ОАО «Татнефть» и в других регионах достигнут в значительной мере за счет применения новых технологий и технических решений, соответствующих мировому уровню, разработанных в ТатНИПИнефть и творчески адаптированных специалистами других регионов.

Работы по созданию системы УЛФ рассматривались и были одобрены Государственным комитетом СССР по развитию науки и техники в Москве.

Учеными института разработаны рекомендации, которые необходимо учитывать при реконструкции системы ППД в соответствии с новой концепцией:

- развитие системы предварительного сброса пластовых вод на месторождениях (ДНС);
- каскадная система доочистки воды в нужных объемах по пути движения потока воды в соответствии со спецификой коллекторских свойств пластов;
- разработка технологических регламентов управления целевой закачкой воды разного качества по одним и тем же трубопроводам;
- разработка технологий утилизации водонефтяных шламов различных типов, возникающих в процессе работ по повышению нефтеотдачи пластов;
- разработка технологических регламентов поддержания чистоты призабойной зоны нагнетательных скважин и осуществления ремонтных работ;
- обвязка кустовых насосных станций и скважин необходимым оборудованием для получения вод нужного качества.

Внедрение этих рекомендаций при реконструкции системы ППД позволяет вовлечь в разработку пласты низкой проницаемости, увеличить извлекаемые запасы нефти в объеме закачки воды повышенного качества и сократить затраты на электроэнергию при сохранении приемистости скважин. Разработанная ТатНИПИнефть совместно со специалистами ОАО «Татнефть» концепция реконструкции системы ППД принята в качестве программного документа на перспективу.

Некоторые технологии, процессы и аппараты, внедренные на месторождениях «Татнефти»

| Наименование проблемы                                   | Кол-во технологий, процессов, аппаратов | Кол-во патентов по технологиям, аппаратам, шт. | Годы внедрения | Технологический эффект   |
|---|---|--|----------------|--|
| Технология сбора и подготовки нефти, борьба с парафином | 69                                      | 84   | 1960-2000      | Подготовлено и сдано 2 млрд т товарной нефти                   |
| Технология очистки промысловых сточных вод              | 27                                      | 40   | 1967-2000      | Очищено и закачено в систему ППД 3,16 млрд м <sup>3</sup> воды |
| Технология сепарации нефти и улавливания легких фракций | 44                                      | 60   | 1991-2000      | Уловлено 1000000 т углеводородов                               |
| Итого   | 140                                     | 184  | 40 лет         |  |

Последние два десятилетия ОАО «Татнефть» уделяет большое внимание вопросам повышения экологической безопасности при сборе, внутрипромысловом транспорте и подготовке продукции скважин. Успешное решение проблемы экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений Татарстана было тесно связано с разработкой, испытанием и дальнейшим внедрением высокоэффективных технологических и технических решений. Решение этой важной проблемы руководством ОАО «Татнефть» в 1990 г. было поручено творческому коллективу под руководством членов-корреспондентов АН РТ, профессоров В.П. Тронова и И.Г. Юсупова. За 1991-1995 гг. этим коллективом были выполнены 3 крупных научно-исследовательских работы по технологии переработки и утилизации жидких и твердых отходов. На первом этапе проанализированы причины накопления нефтешламов и рассчитаны их объемы в процессах бурения скважин, добычи нефти и газа, выполнения мероприятий, связанных с повышением нефтеотдачи пластов, сбора и подготовки продукции скважин. Были также определены составы осадков для оценки экологических последствий на окружающую среду. На втором этапе (1995-1998 гг.) разработаны технологии по переработке жидких снегосодержащих и твердых нефтешламов. После рассмотрения и принятия техсоветом ОАО «Татнефть» новых технологических и технических решений составлены два проекта на строительство полигонов по переработке нефтешламов на объектах НГДУ «Ямашнефть» (жидкие нефтешламы) и «Прикамнефть» (твердые нефтешламы).

Школа татарстанских ученых в составе докторов технических наук В.П. Тронова, Р.З. Сахавутдинова, А.В. Тронова, А.К. Розенцвайга и кандидатов технических наук А.И. Ширеева, И.Х. Исмагилова, И.Г. Закирова, В.И. Смирнова, А.Д. Ли, Р.Х. Махмудова, Р.Б. Фатахова, А.Н. Шаталова, Ф.Ф. Хамидуллина, К.Р. Ибатуллина, В.П. Метелькова, Л.П. Пергушева и др., а также новаторов-производственников, кандидатов технических наук В.И. Грайфера, У.Г. Саттарова, С.П. Лебедича, Р.К. Вальшина, Ф.Н. Нурғалиева, Р.Х. Фассахова, Ф.А. Закиева и других не только разрабатывала новые технологии, процессы и аппараты, но и принимала активное участие в их внедрении в производство.

Результаты внедрения некоторых технологий в области сбора и подготовки продукции скважин на месторождениях ОАО «Татнефть» за 40 лет приведены в таблице.

Разработчиками новых технологий, процессов и аппаратов в области сбора и подготовки нефти, газа и воды, а также снижения потерь нефти и газа за период с 1970 по 2005 гг. опубликовано 22 монографии и брошюры, более 700 научных статей, получено более 225 авторских свидетельств и патентов на изобретения, 4 премии им. И.М. Губкина, несколько дипломов I, II степеней, фирменная премия ОАО «Татнефть», Государственная премия Республики Татарстан, 84 золотых, серебряных и бронзовых медалей ВДНХ СССР и ВВЦ, из них 54 медали – научными работниками ТатНИПИнефть и 30 медалей – работниками ОАО «Татнефть» и НГДУ, а так же отмечены многими Государственными наградами, почетными званиями и знаками, в том числе орденами и медалями.

## Список литературы

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 190 с.
2. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 271 с.
3. Пат. 2016633 Российская Федерация, МПК<sup>5</sup> ВОИД 53/18. Установка для очистки газа от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, В.П. Тронов и др. – № 4923300/26; заяв. 01.04.1991; опубл. 30.07.1994, Бюл. № 14. – 4 с.: ил.
4. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: Фэн, 2002. – 407 с.
5. Тронов А.В. Аппараты предварительного сброса пластовых вод и их использование в условиях дожимных насосных станций // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 1. – С. 55-59.
6. Махмудов Р.Х. и др. Промысловые исследования расслоения продукции скважин с осложненными релогическими и физико-химическими свойствами // Э.И. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1990. – Вып. 4. – С. 16-19.
7. Анализ эффективности работы концевых делителей фаз на объектах ОАО «Татнефть» / В.П. Тронов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов, Р.Х. Махмудов // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана.: Сб. научн. тр. – Бугульма, 2000. – С. 258-270.
8. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Казань: Фэн, 2001. – 560 с.
9. Тронов А.В., Ли А.Д., Ширеев А.И. Современные методы предварительного сброса и очистки сточных вод // Тр./ ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1987. – Вып. 61. – С. 53-75.
10. Шаталов А.Н., Тронов В.П. Влияние традиционной технологии сепарации газожидкостных смесей на качество разделения фаз // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века.: Сб. научн. тр. – Бугульма, 2000. – С. 281-293.
11. Тронов В.П. Прогрессивные технологические процессы в добыче нефти. – Казань: Фэн, 1997. – 308 с.
12. Тронов В.П., Амерханов И.М., Тронов А.В. Сравнительная характеристика коалесценторов различного типа при гашении пены // Тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1990. – Вып. 59.
13. Ибатуллин К.Р., Махмудов Р.Х. Исследование изменения физико-химических свойств нефти в результате косвенного подавления // Тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – Вып. 50. – С. 270-274.
14. Тронов А.В. и др. Выбор формы насадок промысловых аппаратов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 11. – С. 35-41.
15. Тронов В.П., Усков П.Н., Кривоножкин А.В. Совмещение операций по сокращению потерь легких фракций и улучшение процессов деэмульсации нефти // Нефтепромысловое дело. – 1974. – № 5. – С. 43-45.
16. Сахабутдинов Р.З., Тронов В.П., Фаттахов Р.Б. Выбор параметров компрессоров системы улавливания легких фракций // Нефтепромысловое дело. – 1996. – №2. – С. 32-35.
17. Некоторые аспекты работы системы улавливания легких фракций / В.М. Гревцов, В.П. Тронов, Р.З. Сахабутдинов, Н.М. Ибрагимов // Нефтепромысловое дело. – 2000. – С. 27-31.
18. Метельков В.П., Тронов В.П. Борьба с потерями легких фракций из резервуаров и аппаратов низкого давления // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 9. – С. 7-11.
19. Пат. 2009689 Российская Федерация, МПК<sup>5</sup> ВОИД 19/00. Способ подготовки нефти и газа / Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов, В.П. Тронов и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» – № 5026950/26; заяв. 10.02.1992; опубл. 30.03.1994, Бюл. № 6. – 5 с.: ил.
20. Исследование влияния состава газовой фазы на процесс испарения нефти из резервуаров, оборудованных системой улавливания легких фракций / Р.Б. Фаттахов, В.П. Тронов, Р.З. Сахабутдинов и др. // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 5. – С. 23-25.
21. Тронов В.П. Сокращение потерь нефти и газа за рубежом: Обз. инф. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – № 12. – С. 62.
22. Пат. 1236344 СССР, МПК<sup>4</sup> F 17 Д 1/16. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти к трубопроводному транспорту / В.П. Тронов, Р.З. Сахабутдинов и др.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть». –

- № 3823693/ 25-08; заявл. 10.12.1984; опубл. 07.06.1986, Бюл. № 21. – 3 с.: ил.
23. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. – М.: Недра, 1983. – 223 с.
  24. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 271 с.
  25. Тронов В.П. Теоретические основы трубной деэмульсации нефти // Совершенствование процессов подготовки нефти на промыслах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 7-23.
  26. Тронов В.П. Эффективность применения совмещенных схем сбора и подготовки нефти // Нефтяник. – № 9. – 1973. – С. 9-10.
  27. Тронов В.П., Губанов Б.Ф. Разрушение нефтяных эмульсий в динамических условиях // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – С. 266-270.
  28. Авт. св. 25253 СССР, МПК С10У 33/06. Отстойник для деэмульсации нефти / В.П. Тронов, В.И. Грайфер и др.; заявитель ТатНИИ. – № 1167604/ 23-26; заявл. 14.10.1966; опубл. 22.09.1969, Бюл. № 29. – 1 с.: ил.
  29. Тронов В.П., Розенцвайг А.К. Гидродинамические условия гравитационного расслоения эмульсий при движении по трубопроводам в турбулентном режиме // Тр. / ТатНИИ. – 1974. – Вып. 29. – С. 15-21.
  30. Грайфер В.И., Тронов В.П., Губанов Б.Ф. Вопросы разрушения нефтяных эмульсий. – Казань: Татарнигоиздат, 1967. – 108 с.
  31. Тронов В.П., Вахитов Г.Г. Совмещенная технология подготовки нефти на промыслах Татарии // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 11. – С. 57-61.
  32. Тронов В.П., Вахитов Г.Г., Грайфер В.И. и др. Использование промысловых систем сбора для деэмульсации нефти // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 1. – С. 49-52.
  33. Тронов В.П., Лебедич С.П., Саттаров У.Г. О возможности использования магистральных нефтепроводов для улучшения качества нефти // Совершенствование процессов подготовки нефти на промыслах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 110-116
  34. Тронов В.П., Кораблинов Н.С. Трубная деэмульсация нефти на промыслах Мангышлака // Совершенствование процессов подготовки нефти на промыслах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 83-95.
  35. Реконструкция крупных узлов подготовки нефти для повышения ее качества / В.П. Тронов, Р.М. Миргасимов, Б.М. Радин и др. // Состояние и перспективы развития техники и технологии сбора, подготовки нефти, газа и воды в отрасли. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 95 с.
  36. Опыт применения совмещенных схем подготовки нефти на промыслах Татарии / В.П. Тронов, Р.Т. Булгаков, У.Г. Саттаров и др. // Состояние и перспективы развития техники и технологии сбора, подготовки нефти, газа и воды в отрасли. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 95 с.
  37. Ширеев А.И., Тронов В.П., Каштанов А.А. и др. Подготовка угленосной нефти на установках с применением совмещенных схем // Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 6. – С. 37-39.
  38. Тронов В.П., Ширеев А.И., Ли А.Д. и др. Опыт работы систем совместного сбора, транспорта и подготовки смеси нефтей // Нефтепромысловое строительство. – 1981. – № 5. – С. 3-5.
  39. Научно-технический прогресс в области подготовки нефтей на месторождениях Татарстана / В.П. Тронов, А.И. Ширеев, И.Х. Исмагилов, Ф.А. Закиев // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 7. – С. 60-63.
  40. Ширеев А.И., Тронов В.П. и др. Сравнительные режимные показатели процессов деэмульсации угленосных и девонских нефтей // Тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1978. – Вып. 39. – С. 203-208.
  41. Экспериментальные исследования и разработка технологии обезвоживания природных битумов месторождений Татарии / И.Х. Исмагилов, В.П. Тронов, А.И. Ширеев и др. // Нефтепромысловое дело: Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 58 с.
  42. Тронов В.П., Пергушев Л.П., Тронов А.В. и др. Исследование влияния вертикального градиента температуры на процесс отстоя в эмульсиях типа нефть в воде // Тр. / ТатНИПИнефть: Бугульма, 2000. – С. 238-249.
  43. Ширеев А.И., Тронов В.П., Сахабутдинов Р.З. Свойства нефтей, добываемых методом внутрискластового горения // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 22-24.
  44. Глубокое обезвоживание высоковязкой нефти с повышенным содержанием механических примесей, добываемой термическим методом / Ф.Ф. Хамидуллин, В.П. Тронов, Р.Ф. Хамидуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 4. – С. 6-7.

45. Хамидуллин Ф.Ф., Сучков Б.М., Тронов В.П. и др. Повышение производительности отстойников на установках подготовки нефти // Нефтепромышленное дело. – 1976. – № 12.
46. Тронов В.П., Саттаров У.Г., Хусаинов Б.Х. О повышении производительности обезвоживающих установок и улучшении качества подготавливаемой нефти // Исследователи – производству. Подготовка нефти. – Альметьевск, 1970. – Вып. 8. – С. 8-13.
47. Обессоливание нефти в трубопроводах / В.П. Тронов, Р.Х. Вальшин и др. // Нефтепромышленное дело. – 1971. – № 7. – С. 33-37.
48. Пергушев Л.П., Тронов В.П. Дробление капель в трубопроводе // Инженерно-физический журнал. – 1998. – Т. 71. – № 3. – С. 468-472.
49. Исследование эффекта редиспергирования в нефтяных эмульсиях, обработанных деэмульгатором / Л.П. Пергушев, В.П. Тронов, И.Х. Исмагилов, А.И. Ширеев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 10. – С. 43-45.
50. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. – Казань: Таткнигоиздат, 1974. – 183 с.
51. Тронов А.В. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, АН РТ. – 2002. – 512 с.
52. Тронов А.В., Ли А.Д. и др. Технология предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды в условиях ДНС // Э.И. Сер. Нефтепромышленное дело. – 1987. – № 3.

## ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ. РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Тахаутдинов Ш.Ф.<sup>1</sup>, Ибрагимов Н.Г.<sup>1</sup>,  
Валовский В.М.<sup>2</sup>, Ахметвалиев Р.Н.<sup>1</sup>,  
Шамсутдинов И.Г.<sup>2</sup>, Валовский К.В.<sup>2</sup>,  
Федосеенко Н.В.<sup>2</sup>  
(ОАО «Татнефть»<sup>1</sup>, ТатНИПИнефть<sup>2</sup>)*

**В** связи со старением крупных нефтяных месторождений и их переходом в позднюю стадию разработки, вводом в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, в частности, высоковязких нефтей, усложнением условий добычи нефти, ростом цен на электроэнергию, увеличивающейся налоговой нагрузкой на нефтедобывающие предприятия обостряется вопрос выбора оборудования для эксплуатации скважин, которое обеспечивало бы добычу нефти в осложненных условиях при наименьших затратах. Одним из путей снижения затрат на добычу нефти является применение в составе установок скважинных штанговых насосов вместо балансирных станков-качалок безбалансирных цепных приводов.

«Качалка с длинным ходом для насосной эксплуатации скважин», положившая начало новому классу «цепных приводов», впервые была предложена в 1933 г. К.К. Риделем [1]. Первый опытный образец цепного привода был создан в 40-х годах в АЗИНМАШ [2-4]. Работы в данном направлении велись и за рубежом [5-12 и др.], в частности, фирмой «Bender» (США) разработаны и испытаны конструкции промышленных образцов длинноходовых цепных приводов [13-15]. Компанией Highland pump company (США) создана конструкция и налажено промышленное производство длинноходовых цепных приводов ROTAFLEX [16]. В 70-х годах в ТатНИПИнефть по инициативе доктора технических наук, профессора Р.А. Максутава создан и испытан в промысловых условиях в НГДУ «Лениногорскнефть» экспериментальный образец

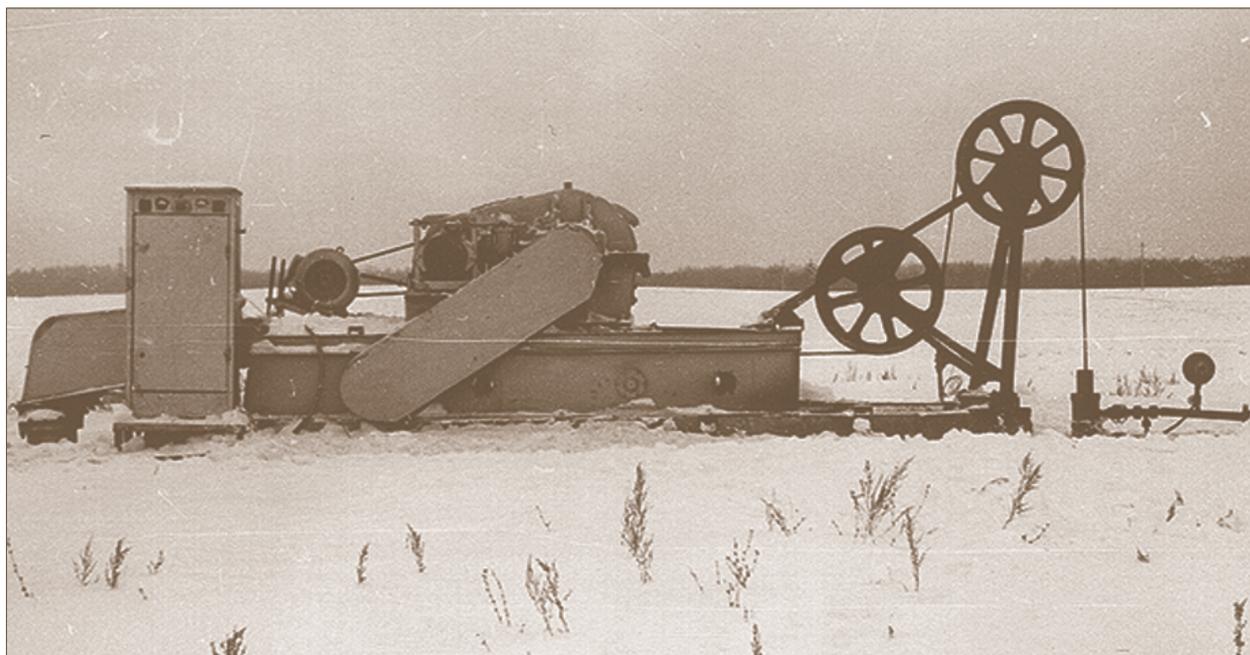
цепного привода с горизонтальным расположением преобразующего механизма [17, 18].

В дальнейшем работы по созданию цепных приводов в нашей стране были продолжены, предложен и запатентован ряд новых технических решений в этой области [19-27]. Обосновано применение цепных приводов для реализации длинноходовых режимов откачки [28], доказана эффективность эксплуатации скважин длинноходовыми глубиннонасосными установками с безбалансирными цепными приводами [29].

В 2000 г. в ТатНИПИнефть разработан, а Бутульминским механическим заводом (БМЗ) изготовлен первый опытно-промышленный образец цепного привода (ЦП) грузоподъемностью 6 т с длиной хода 3 м на основе кинематической схемы, упрощенно показанной на рис. 1. Такая кинематическая схема по сравнению с обычными балансирными станками-качалками (СК) обеспечивает постоянную скорость штанг на преобладающей части хода (рис. 2). Технические решения, положенные в основу конструкции привода, защищены патентом Российской Федерации [30]. Изображение первого опытно-промышленного образца привода ЦП 60-3-0,5/2,5 на скв. 9049 НГДУ «Иркеннефть» представлено на снимке.

Сравнение технической характеристики ЦП 60-3-0,5/2,5 с прямым аналогом – балансирным станком-качалкой типа ПНШ-60-3 приведено в табл. 1.

В дальнейшем разработаны две модификации цепного привода с длиной хода 2,1 м: ЦП 60-2,1-0,5/2,5 – для пробной эксплуатации скважин и ЦП 40-2,1-0,5/2,5 – для эксплуатации малодебитных скважин верхних горизонтов. Их техническая характеристика в сравнении с наиболее близкими аналогами – балансирными станками-качалками типа ПНШ-60-2,1 и СКР4-2,1 – приведена в табл. 2.



На снимке: экспериментальный цепной привод на скв. 1057 НГДУ «Лениногорскнефть»

Таблица 1

Сравнительная техническая характеристика приводов с длиной хода 3 м

| Показатели  | ПНШ-60-3-31,5-125 | ЦП 60-3-0,5/2,5 (цепной) |
|---|-------------------|--------------------------|
| Максимальная нагрузка, кН                         | 60                | 60                       |
| Максимальная длина хода, м                        | 3,0               | 3,0                      |
| Частота качаний, мин <sup>-1</sup>                | 1,3-3,6           | 0,5-2,5                  |
| Крутящий момент редуктора, кН·м                   | 31,5              | 5                        |
| Мощность электродвигателя, кВт                    | 5,5...11          | 3,0...5,5                |
| Масса без уравнивающих грузов, т                  | —                 | 4,5                      |
| Полная масса, т                                   | 8,6               | 7,8                      |
| Масса привода при средней массе противовесов *, т | —                 | 6,0                      |

\* — диаметр насоса 44 мм; глубина спуска 900 м; динамический уровень 700 м; штанги диаметром 19 мм

Цепные приводы ЦП 60-2,1-0,5/2,5 и ЦП 40-2,1-0,5/2,5 унифицированы по основным узлам с приводом ЦП 60-3-0,5/2,5 и могут устанавливаться на том же основании. Привод ЦП 60-2,1-0,5/2,5 разработан специально для пробной эксплуатации скважин. С целью упрощения монтажа, демонтажа и транспортирования привода на 0,9 м уменьшена длина хода и, соответственно, высота привода. Кроме того, для расширения диапазона работы привода с неполным уравниванием увеличена постоянная часть противовеса (это обеспечивает работу привода в процессе пробной эксплуатации скважины при переменном динамическом уровне без остановки для

дополнительного уравнивания). К скважине цепные приводы транспортируются в сборе в кузове грузового автомобиля.

Результаты промысловых испытаний цепных приводов с длиной хода 3 и 2,1 м оказались успешными. В качестве примера в табл. 3 приведены сравнительные данные по четырем близким по параметрам скважинам НГДУ «Нурлатнефть» [31], при их эксплуатации с применением стандартных балансирных станков-качалок и цепных приводов типа ЦП 60-3-0,5/2,5.

В целом по результатам промысловых испытаний можно констатировать следующие осредненные из-

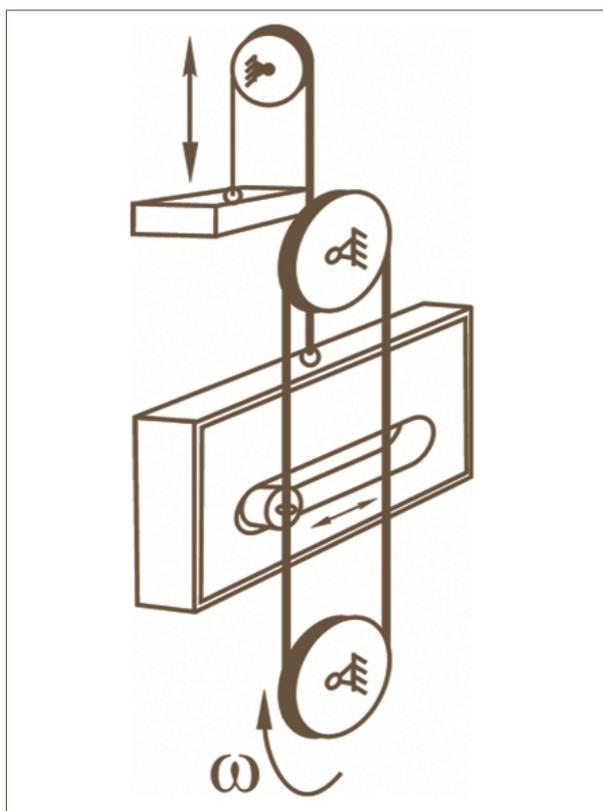


Рис. 1. Кинематическая схема цепного привода ЦП 60-3-0,5/2,5

менения технологических параметров на скважинах после внедрения цепных приводов:

- увеличение средней длины хода, % – 89,5
- уменьшение средней частоты качаний, % – 58
- уменьшение средней скорости откачки, % – 20,6
- увеличение среднего коэффициента подачи, % – 17,9
- уменьшение средней амплитуды нагрузок в ТПШ, % – 10,6.

Более чем на половине фонда скважин приводы ЦП 60-3-0,5/2,5 обеспечили заданную производительность при работе с частотой качаний 1 мин<sup>-1</sup> и менее, многие в непрерывном режиме, чего не позволяет реализовать ни один серийный балансирующий СК. Данное обстоятельство имеет для работы скважинного оборудования тем более существенное значение, что скважины для испытаний приводов подбирались преимущественно с высоковязкой продукцией. Иллюстрацией справедливости этого утверждения может послужить, например, тот факт, что на скв. 4586 НГДУ «Азнакаевскнефть» из-за высокой вязкости откачиваемой водонефтяной эмульсии вышло из строя два вин-

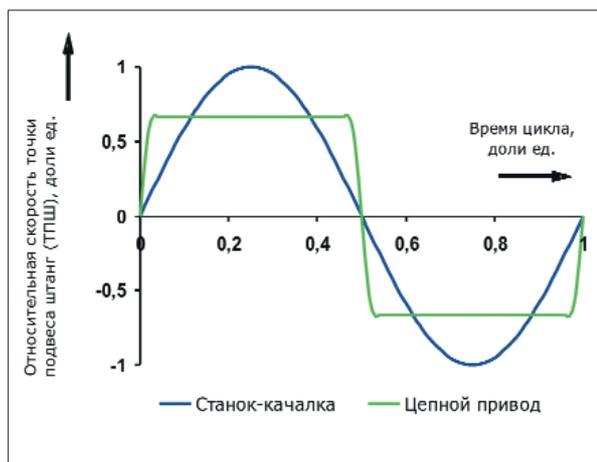


Рис. 2. Изменение скорости штанг цепного привода и станка-качалки за цикл при равной скорости откачки



На снимке: привод ЦП 60-3-0,5/2,5

Сравнительная техническая характеристика приводов с длиной хода 2,1 м

| Показатели                                      | Грузоподъемность 6 т |                   | Грузоподъемность 4 т |                   |
|---|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|
|   | ПНШ-60-2,1-25-01     | ЦП 60-2,1-0,5/2,5 | СКР4-2,1             | ЦП 40-2,1-0,5/2,5 |
| Максимальная нагрузка, кН                       | 60                   | 60                | 40                   | 40                |
| Максимальная длина хода, м                      | 2,1                  | 2,1               | 2,1                  | 2,1               |
| Частота качаний, мин <sup>-1</sup>              | 1,3-3,6              | 0,5-2,5           | 1,1...4,8            | 0,5-2,5           |
| Крутящий момент редуктора, кН·м                 | 25                   | 5                 | 16                   | 5                 |
| Передаточное отношение редуктора                | 125                  | 100               | 125                  | 100               |
| Мощность электродвигателя, кВт                  | 7,5                  | 5                 | 3...5,5              | 3                 |
| Высота привода, м                               | 5,45                 | 5,1               | 4,475                | 5,1               |
| Длина привода, м                                | 7,25                 | 1,8               | 6,23                 | 1,8               |
| Ширина привода, м                               | 1,77                 | 1,4               | 1,6                  | 1,4               |
| Масса без дополнительных уравнивающих грузов, т | –                    | 4,3               | –                    | 3,8               |
| Масса полного комплекта уравнивающих грузов, кг | –                    | 2700              | –                    | 2000              |
| Полная масса, т                                 | 8,5                  | 6,0               | 5,2                  | 5,8               |

товых насоса. В настоящее время скважина успешно эксплуатируется установкой скважинного штангового насоса (УСШН) с приводом ЦП 60-3-0,5/2,5. В НГДУ «Нурлатнефть» в результате внедрения цепных приводов ряд скважин был переведен из режима периодической откачки на постоянный режим работы.

Серийное производство приводов ЦП 60-3-0,5/2,5, ЦП 60-2,1-0,5/2,5 и ЦП 40-2,1-0,5/2,5 освоено БМЗ. Динамика внедрения этих цепных приводов в ОАО «Татнефть» показана на рис. 3. В настоящее время в компании эксплуатируется 164 привода ЦП 60 и ЦП 40 производства БМЗ (рис. 4).

Что же дало внедрение цепных приводов с длиной хода 3 м на скважинах с высоковязкой нефтью?

Анализ причин подземных ремонтов скважин с цепными приводами ЦП 60 показал, что на этом фонде скважин количество ремонтов по причине образования водонефтяной эмульсии снизилось в 3,1 раза, по причине отказа штанг – в 3,4 раза, количество промывок скважин горячей нефтью снизилось в 7 раз, в целом количество ремонтов уменьшилось в 1,8 раза. Межремонтный период работы скважин (МРП) после внедрения цепных приводов ЦП 60 с длиной хода 3 м

увеличился на 375 сут – с 471 до 846 (для справки: средний МРП по всем скважинам, эксплуатируемым скважинными штанговыми насосами в ОАО «Татнефть» составляет 709 сут). Кроме того, применение цепных приводов позволило перевести на постоянный режим работы ряд малобитных скважин. Применение цепных приводов ЦП 60 обеспечивает снижение удельных затрат на подъем продукции скважин в среднем на 10...20 %.

Ведется работа по дальнейшему расширению объемов использования цепных приводов ЦП 60 с длиной хода 3 м в ОАО «Татнефть» и независимых нефтяных компаниях. В частности, в 2005 г. 6 приводов ЦП 60-3-0,5/2,5 поставлено в Республику Казахстан. В 2006 г. в ОАО «Татнефть» планируется внедрить 200, а в независимых нефтяных компаниях – 100 приводов ЦП 60. Таким образом, к концу 2006 г. фонд скважин, оборудованных цепными приводами ЦП 60-3-0,5/2,5, составит в ОАО «Татнефть» 364 шт.

На основе разработанной в ТатНИПИнефть теории [32] и практического опыта, накопленного при разработке, испытаниях и доводке цепных приводов с длиной хода 3 м, совместно с ОАО «Ижнефтемаш» и БМЗ созданы длинноходовые цепные приводы

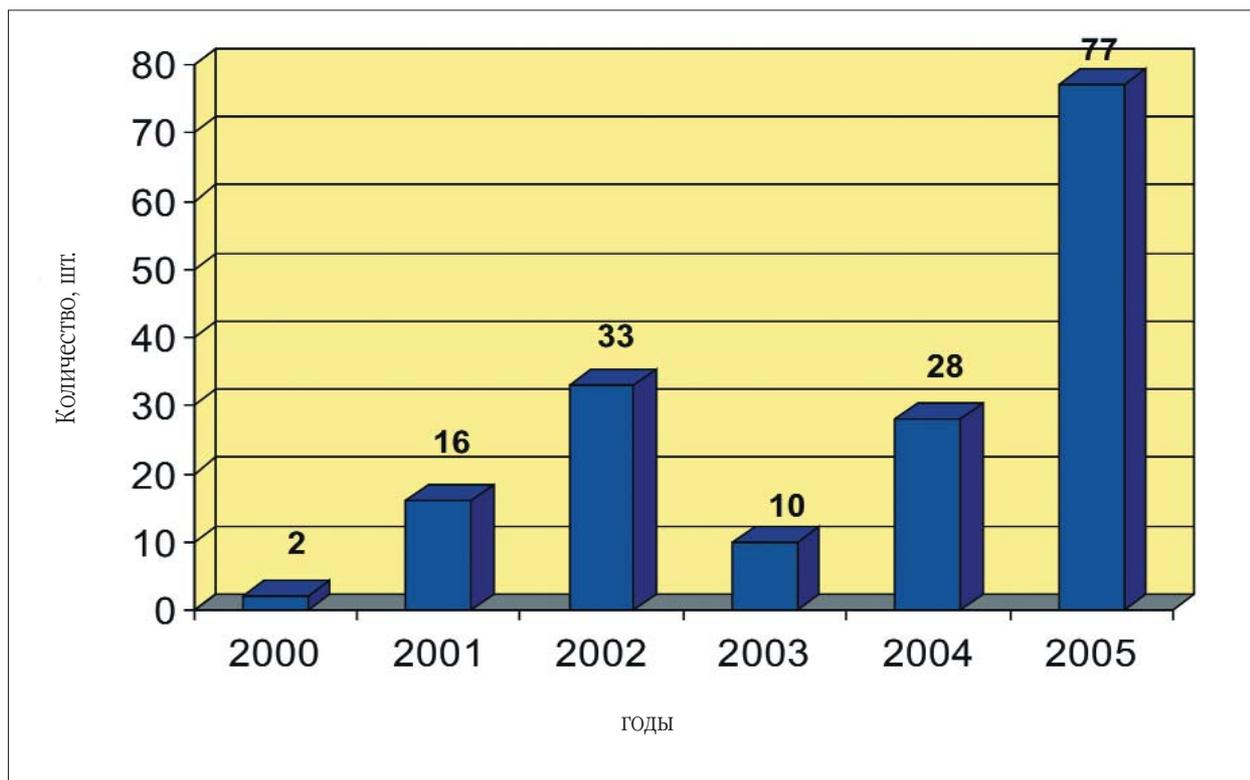


Рис. 3. Динамика внедрения цепных приводов ЦП 60 и ЦП 40 в ОАО «Татнефть»

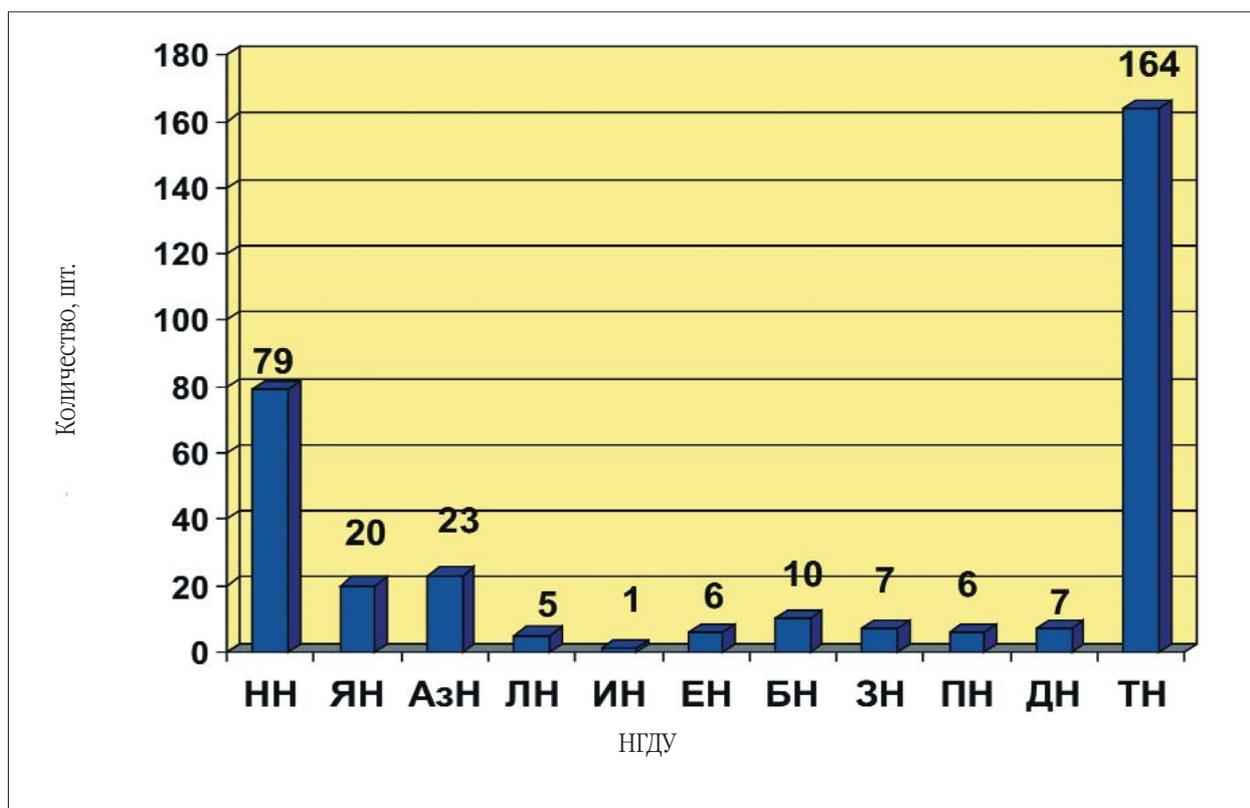


Рис. 4. Фонд скважин, оборудованных цепными приводами ЦП 60 и ЦП 40, в ОАО «Татнефть»

**Результаты исследований эффективности работы УСШН на скважинах с ЦП  
и балансирными СК в НГДУ «Нурлатнефть»**

| Наименование параметров  |                                 | Значения параметров/Номера скважин |         |         |         |
|--|---------------------------------|------------------------------------|---------|---------|---------|
|  |                                 | 8163                               | 3901    | 8090    | 45      |
| Тип привода  |                                 | ПНШ-60                             | ЦП-60   | СКД-6   | ЦП-60   |
| Типоразмер насоса  |                                 | 175-ТНМ                            | 175-ТНМ | 175-ТНМ | 175-ТНМ |
| Глубина спуска насоса, м   |                                 | 939                                | 1170    | 1250    | 908     |
| Дебит скважины по жидкости, м <sup>3</sup> /сут                      |                                 | 2,8                                | 3,1     | 2,2     | 2,3     |
| Обводненность продукции, %   |                                 | 15                                 | 13      | 9       | 15      |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                                    |                                 | 4,9                                | 5,3     | 4       | 2,6     |
| Длина хода полированного штока, м                                    |                                 | 0,9                                | 3       | 0,9     | 3       |
| Частота качаний, мин <sup>-1</sup>                                   |                                 | 2,4                                | 0,6     | 3,7     | 0,6     |
| Динамический уровень жидкости, м                                     |                                 | 570                                | 355     | 422     | 870     |
| Вязкость продукции на устье, мПа·с                                   |                                 | 293,01                             | 131,84  | 241,18  | 61,47   |
| Показания динамографа  | Макс. нагрузка, кН              | 4397                               | 4758    | 4328    | 4100    |
|  | Мин. нагрузка, кН               | 906                                | 656     | 1466    | 2000    |
| Электро-двигатель  | Номинальные значения параметров | Мощность, кВт                      | 9       | 5,5     | 18,5    |
|  |                                 | Число оборотов, об/мин             | 500     | 960     | 730     |
| Электроэнергия, потребляемая УСШН за сутки, кВт·ч                    |                                 | 48                                 | 16      | 38      | 20      |
| Удельные энергозатраты на подъем продукции, кВт·ч/м <sup>3</sup> ·км |                                 | 17,1                               | 5,2     | 17,3    | 8,7     |

ЦП 80-6-1/4. Для работы с такими приводами в составе насосных установок используются отечественные длинноходовые штанговые насосы производства ОАО «Ижнефтемаш» с составным цилиндром и стандартным плунжером, а также насосы типа НН-2СП и НСБ, в которых вместо щелевого уплотнения используется контактное механическое уплотнение [33-36].

Технические характеристики приводов ЦП 80-6-1/4

- максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кН – 80
- номинальная длина хода точки подвеса штанг, м – 6,1
- наибольший крутящий момент редуктора, кН·м – 16
- передаточное отношение редуктора – 50
- частота качаний, мин<sup>-1</sup> – 1,0 – 4,0
- габаритные размеры привода, м:
  - высота – 10
  - длина – 4,4
  - ширина – 2,4
- масса привода без дополнительных уравнивающих грузов, кг – 12500

- масса дополнительных уравнивающих грузов, кг – 4200
- полная масса привода, кг – 16700
- мощность электродвигателя, кВт – до 24.

В качестве примера в табл. 4 приведены результаты применения длинноходовых приводов ЦП 80-6-1/4 взамен установок электропогружных центробежных насосов (ЭЦН) на трех скважинах.

Один опытный образец привода ЦП 80-6-1/4 испытывается на водозаборной скв. 20566 НГДУ «Альметьевнефть». Межскважинная перекачка пластовой воды осуществляется с целью поддержания пластового давления. Использование цепного привода вместо применявшегося ранее ЭЦНМ5-50-1550 позволило при тех же объемах откачки сократить суточное потребление электроэнергии с 840 до 168 кВт·ч. Планируется расширить объемы эксперимента в данном направлении. Необходимо отметить, что, помимо экономии электроэнергии, применение высокопроизводительных цепных приводов взамен установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН) обеспечивает еще одно преимуще-



На снимке: первый длинноходовой привод ОАО «Ижнефтемаш» на скв. 23551 НГДУ «Иркеннефть»



На снимке: первый длинноходовой цепной привод БМЗ на скв. 39454 НГДУ «Лениногорскнефть»

Таблица 4

Результаты испытаний опытных образцов цепных приводов с длиной хода 6 м отечественного производства в ОАО «Татнефть»

| № скважины/<br>НГДУ   | 23551<br>НГДУ «Иркеннефть» |             | 20499<br>НГДУ «Альметьевнефть» |             | 39454<br>НГДУ «Лениногорскнефть» |            |
|---|----------------------------|-------------|--------------------------------|-------------|----------------------------------|------------|
|   | ЭЦН-80                     | ЦП80 (ИжНМ) | ЭЦН-80                         | ЦП80 (ИжНМ) | ЭЦН-50                           | ЦП80 (БМЗ) |
| Насосная установка  | ЭЦН-80                     | ЦП80 (ИжНМ) | ЭЦН-80                         | ЦП80 (ИжНМ) | ЭЦН-50                           | ЦП80 (БМЗ) |
| Глубина спуска насоса, м  | 1402                       | 1000        | 1400                           | 1000        | 1450                             | 1001       |
| Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут                            | 92                         | 92          | 96                             | 73          | 54,5                             | 102        |
| Обводненность продукции, %  | 99                         | 99          | 89                             | 89          | 99                               | 99         |
| Динамический уровень, м   | 845                        | 837         | 607                            | 629         | 98                               | 312        |
| Суточное потребление электроэнергии, кВт·ч.                       | 880                        | 422         | 756                            | 230,4       | 729,2                            | 314        |
| Удельные энергозатраты на подъем продукции, кВт·ч./м <sup>3</sup> | 9,6                        | 4,6         | 7,9                            | 3,7         | 13,4                             | 3,1        |
| Экономия удельных энергозатрат, %                                 | 52,8                       |             | 53,16                          |             | 76,9                             |            |

ство – возможность регулирования режима эксплуатации скважины в довольно широких пределах без снижения КПД насосной установки и без привлечения бригады подземного ремонта скважин для замены установки на другой типоразмер, как это имеет место в случае УЭЦН. Разработан и изготавливается опытный образец нового цепного привода грузоподъемностью 12 т с длиной хода 7,3 м. Этот привод по технической характеристике в наибольшей мере соответствует требованиям, предъявляемым к приводу штангового насоса при межскважинной перекачке пластовой воды с целью поддержания пластового давления. Кроме того, он позволяет заменить УЭЦН производительностью до 125 м<sup>3</sup>/сут в нефтяных скважинах с глубиной динамического уровня до 1100 м при одинаковом устьевом и затрубном давлении и погружении насоса под уровень 250 м.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» эксплуатируется 38 приводов ЦП 80-6-1/4 (рис. 5), до конца 2005 г. планируется изготовление на БМЗ и поставка в НГДУ «Азнакаевскнефть» еще 5 таких приводов.

В целом по ОАО «Татнефть» усредненные условия и результаты проведенных испытаний цепных приводов с длиной хода 6 м взамен УЭЦН выглядят следующим образом:

- дебит скважин, м<sup>3</sup>/сут:
  - средний – 58,4,
  - максимальный – 106,5,
- экономия удельных энергозатрат на подъем продукции, %:
  - средняя – 57,6,
  - максимальная – 84,2.

В 2006 г. планируется завершение расширенных промысловых испытаний приводов с длиной хода 6 м и получение разрешения Ростехнадзора на их применение, изготовление и поставка в НГДУ 30 приводов ЦП 80-6-1/4, испытания новых типоразмеров цепных приводов грузоподъемностью 6 т с длиной хода 6 м, грузоподъемностью 12 т с длиной хода 7,3 м, цепного привода с длиной хода 3 м закрытого исполнения, а также расширение объемов внедрения ранее созданных типоразмеров цепных приводов. Существующие и перспективные типоразмеры цепных приводов, а также области их применения в ОАО «Татнефть» приведены на рис. 6.

Таким образом, выполненные в ОАО «Татнефть» исследования подтвердили, что цепные приводы обеспечи-

вают получение при эксплуатации скважин ряда преимуществ:

- постоянную скорость движения штанг на преобладающей части хода, величина которой в 1,6-1,7 раза меньше максимальной скорости штанг за цикл у балансирных станков-качалок;
- благодаря наличию у преобразующего механизма редуцирующих свойств, для обеспечения одинаковой с балансирированными станками-качалками технической характеристики цепному приводу требуется редуктор с меньшим передаточным отношением и крутящим моментом (в 5-8 раз);
- меньшую по сравнению с балансирированными станками-качалками зависимость полной массы и габаритов цепного привода от длины хода;
- редуцирующие свойства преобразующего механизма позволяют без каких-либо дополнительных устройств, т. е. без усложнения конструкции и снижения КПД механизма обеспечить тихоходные режимы откачки в широком диапазоне изменения ее скорости;
- спокойные длинноходовые режимы откачки, реализуемые при применении цепных приводов, способствуют снижению динамических и гидродинамических нагрузок на штанги и привод, сокращению числа аварий со штангами, уменьшению износа штанг и труб, увеличению коэффициента наполнения насоса, увеличению срока службы устьевого сальника, улучшению показателей при откачке продукции с повышенным газосодержанием и высокой вязкостью;
- сокращение энергетических затрат на подъем продукции из скважин;
- повышение коэффициента использования мощности за счет обеспечения равномерной загрузки электродвигателя цепного привода.

Отмеченные преимущества цепных приводов позволяют ожидать наибольшей эффективности их применения в следующих случаях.

*Эксплуатация скважин с высоковязкой продукцией.* Предпосылки эффективного применения цепных приводов на таких скважинах обусловлены обеспечением равномерного движения штанг на преобладающей части хода, снижением в 1,6-1,7 раза максимальной скорости штанг, следовательно, и пропорциональных скорости сил вязкого трения в подземной части установки. Применение цепных приводов в со-

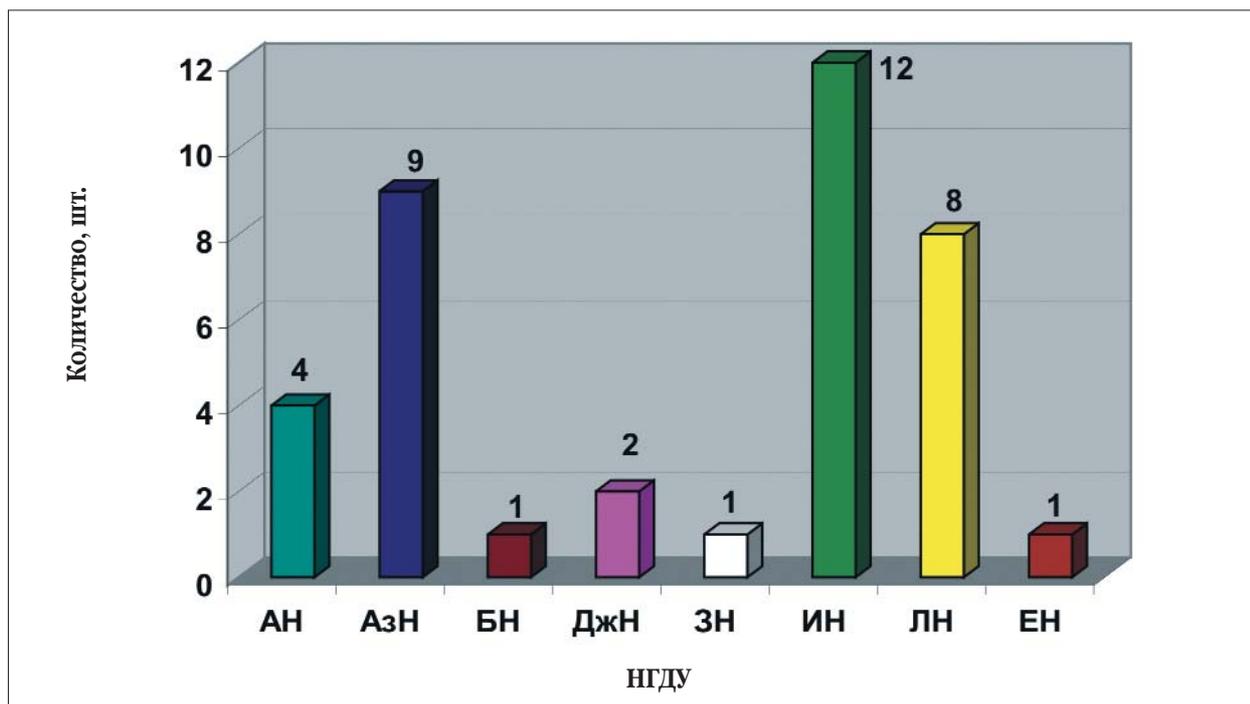


Рис. 5. Распределение 38 приводов ЦП 80-6-1/4 по НГДУ ОАО «Татнефть»



Рис. 6. Типоразмеры и область применения цепных приводов ОАО «Татнефть»:  
 МДС – малодобитные скважины; ВВН – высоковязкие нефти;  
 МСП – межскважинная перекачка; ППД – поддержание пластового давления;  
 $Q$  – производительность (дебит);  $H_g$  – глубина динамического уровня жидкости в скважине;  
 $P_r$  – устьевое давление

ставе установки скважинного штангового насоса (УСШН) позволяет снизить нагрузки на штанги и привод, повысить работоспособность колонны штанг за счет уменьшения амплитуды и сокращения частоты циклов приложения переменных нагрузок, повысить коэффициент наполнения насоса, сократить затраты электроэнергии на подъем продукции за счет меньших потерь на преодоление вязкого трения и равномерной нагрузки электродвигателя привода. Благодаря равномерному движению штанг обеспечивается увеличение предельной производительности насосной установки при откачке высоковязкой продукции в 1,6-1,7 раза, уменьшается эмульгирующее действие штанговой колонны в скважинах с обводненной продукцией.

*Эксплуатация высокодебитных скважин длинноходовыми скважинными штанговыми насосами.* Применение УСШН с длинноходовыми цепными приводами позволит по сравнению с установками электропогружных центробежных насосов (УЭЦН) получить заметное (в ряде случаев – более чем двукратное) сокращение энергозатрат на подъем продукции из скважин, поскольку КПД УЭЦН, как правило, не превышает 30%, а КПД УСШН с длинноходовым цепным приводом достигает 60%. При этом, чем больше дебит скважины, тем ощутимее экономия затрат на электроэнергию.

## Выводы

1. Разработаны теоретические основы проектирования и применения цепных приводов скважинных штанговых насосов.
2. В ОАО «Татнефть» создан параметрический ряд цепных приводов с длинами ходов от 2,1 до 7,3 м и грузоподъемностью от 40 до 120 кН.
3. Производство цепных приводов освоено БМЗ ОАО «Татнефть» и ОАО «Ижнефтемаш».
4. В составе УСШН с длинноходовыми цепными приводами могут использоваться отечественные насосы производства ОАО «Ижнефтемаш» с составным цилиндром и стандартным плунжером, а также насосы типа НН-2СП и НСБ с контактным механическим уплотнением.
5. В ОАО «Татнефть» с применением цепных приводов эксплуатируются более 200 скважин.
6. Применение цепных приводов обеспечивает ряд преимуществ:
  - на малобебитных скважинах эксплуатацию в непрерывном режиме, сокращение энергозатрат;

- на скважинах с высоковязкой продукцией – снижение энергозатрат, кратное сокращение подземных ремонтов из-за зависания и обрывов штанг, образования эмульсий;
  - на скважинах с дебитом до 125 м<sup>3</sup>/сут – заметное сокращение энергозатрат по сравнению с установками электропогружных центробежных насосов;
  - возможность эффективного регулирования режима работы скважины без привлечения бригады подземного ремонта при применении взамен установок электропогружных центробежных насосов.
7. Цепные приводы могут эффективно применяться для межскважинной перекачки воды в системе поддержания пластового давления.
  8. Цепные приводы являются перспективным энергоресурсосберегающим оборудованием для добычи нефти.

## Список литературы

1. Авт. св. 37660 СССР, Кл. 5а, 41. Качалка с длинным ходом для насосной эксплуатации скважин / К.К. Ридель (СССР). – № 134683 ; заявл. 11.10.33; опубл. 31.07.34.
2. Авт. св. 54148 СССР, Кл. 5а, 41. Качалка для длинноходных глубинных насосов / Э.Х. Мехтиев (СССР). – № ТП – 2582 ; заявл. 20.12.36 ; опубл. 30.11.38.
3. Авт. св. 72017 СССР, Кл. 5а, 41. Станок-качалка / А.А. Минин, Н.К. Архангельский (СССР). – № 373352 ; заявл. 02.01.48 ; опубл. 30.04.48.
4. Аливердизаде Т.К. Механические безбалансирные приводы штанговых глубиннонасосных установок. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1976. – 32 с. (Сер. ХМЗ Нефтепромышленное машиностроение: Обзор. инф).
5. Пат. 3248959 США, Кл. 74/89. Snap action mechanism / Barnabas Angold Edward ; заявитель и патентообладатель Plessey UK LTD. – № 19630311284 ; заявл. 20.09.63 ; опубл. 03.05.66.
6. Пат. 3285081 США, Кл. 74/89. Well-pumping apparatus / Kuhns John P; Rizzone Michael L; заявитель и патентообладатель United States Steel Corp. – № 19650447740; заявл. 13.04.65; опубл. 15.11.66.
7. Пат. 3483828 США, МПК<sup>3</sup> F 04 В 47/14, G 05 G 1/00. Pumping apparatus for deep wells / Bender Emil A ; заявитель и патентообладатель Bender Emil A. – № 3483828 ; заявл. 29.07.68 ; опубл. 16.12.69.
8. Пат. 3516762 США, МПК<sup>3</sup> F 04 В 47/00, F 04 В 47/14, F 04 В 9/02. Well pumping and servicing system /

- Grable Donovan B.; Jackson John M.; заявитель и патентообладатель Donovan B. Grable; John M. Jackson. – № 3516762 ; заявл. 09.01.69; опубл. 23.06.70.
9. Пат. 4388837 США, МПК<sup>4</sup> F 16 H 27/02. Positive engagement fail safe mechanism and lift belt construction for long stroke, well pumping unit / Bender Emil A (US); заявитель и патентообладатель Bender Emil A. – № 19820393102 ; заявл. 28.06.82 ; опубл. 21.06.83.
  10. Пат. 4651582 США, МПК<sup>4</sup> F 16 H 27/02. Counterbalanced pumps / Bender Emil A (US); заявитель и патентообладатель Bender Emil A. – № 19860822596; заявл. 27.01.86; опубл. 24.03.87.
  11. Пат. 4916959 США, МПК<sup>4</sup> В 66 В 5/26. Длинноходовая насосная установка с тележкой / Gordon R. Lively, Longview, Тех.; заявитель и патентообладатель Gordon R. Lively, P. Q. – № 158678; заявл. 22.02.88; опубл. 17.04.90.
  12. Пат. 5375657 США, МПК<sup>6</sup> E 21 В 43/00. Chain long-stroke oil-well pumping unit / Shi, Chaoying., Song, Kaili., Li, Xinhua., Gao., Guanggi., Yang., Juanhuan., Zeng., Quingkun; заявитель и патентообладатель Oil Production Technology Institute. – № 92106598.1; заявл. 05.07.92; опубл. 27.12.94.
  13. Трахтман Г.И. Новые типы привода установок ШГН. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – С. 35 – 43. (Сер. Нефтепромысловое дело: ЭИ. Вып. 6).
  14. Трахтман Г.И. Длинноходовой привод штанговой глубиннонасосной установки фирмы Bender. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – С. 26-28. (Сер. Нефтепромысловое дело: ЭИ. Вып. 13).
  15. Трахтман Г.И. Энергосберегающая техника и технология в добыче нефти за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 52 с. (Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений: Обзор. инф. Вып. 10).
  16. The ROTAFLEX Rod pump reliability for deep, high volume or troublesome wells // World oil. – 1990. – Vol. 210. – № 5. – P. 68.
  17. Разработка механического безбалансирного длинноходового привода штангового насоса / В.М. Валовский, Х.А. Асфандияров, Р.А. Максудов, А.М. Ахунов, М.И. Манько, Х.Х. Вильданов // Тр. / ТатНИПинефть. – 1978. - Вып. 39. – С. 172 – 180.
  18. Валовский В.М., Асфандияров Х.А, Максудов Р.А. Экспериментальное исследование работы глубиннонасосной установки с безбалансирным приводом // Тр. / ТатНИПинефть. 1980. – Вып. 43. – С. 77-85.
  19. Авт. св. 840472 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного насоса / В.М. Валовский, Х.А. Асфандияров, А.М. Ахунов, И.И. Андреев, Р.А. Максудов (СССР). – № 2816175/25; заявл. 06.09.79; опубл. 23.06.81; Бюл. № 23.
  20. Авт. св. 868118 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного насоса / Х.А. Асфандияров, В.М. Валовский, А.М. Ахунов, И.И. Андреев, Р.А. Максудов (СССР). – № 2805547/25; заявл. 06.08.79; опубл. 30.09.81, Бюл. № 36.
  21. Авт. св. 964235 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного штангового насоса / Ю.А. Архипов, В.М. Валовский, Р.А. Максудов (СССР). – № 3223430/25; заявл. 10.04.81; опубл. 07.10.82, Бюл. № 37.
  22. Авт. св. 985419 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного насоса / Ю.А. Архипов, В.М. Валовский, Р.А. Максудов (СССР). № 3223430/25; заявл. 17.12.80; опубл. 30.12.82, Бюл. № 48.
  23. Авт. св. 1076625 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного штангового насоса / В.М. Валовский, Ю.А. Архипов, В.И. Конкин (СССР). № 3522943; заявл. 16.12.82; опубл. 28.02.84, Бюл. № 8.
  24. Авт. св. 1078129 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 04 В 47/02. Устройство для уплотнения штока глубинного насоса / В.М. Валовский, Ю.А. Архипов, В.И. Конкин (СССР). № 3522947/25; заявл. 16.12.82; опубл. 07.03.84, Бюл. № 9.
  25. Авт. св. 1513194 СССР, МКИ<sup>4</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного штангового насоса / В.М. Валовский, Х.Г. Абдуллин, Р.А. Максудов (СССР). № 4402300/25; заявл. 25.01.88; опубл. 07.10.89, Бюл. № 37.
  26. Авт. св. 1017862 СССР, МКИ<sup>3</sup> F 16 Н 21/00. Рычажный механизм с гибкими звеньями / Ю.А. Архипов, В.М. Валовский, Р.А. Максудов (СССР). – № 3304053/25; заявл. 10.04.81; опубл. 15.05.83, Бюл. № 18.
  27. Пат. 2150607 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного штангового насоса / Валовский В.М., Ахунов Р.М., Манько М.И., Федосеенко Н.В.; заявитель и патентообладатель Региональный научно-технологический центр Урало-Поволжья. № 98111569/06; заявл. 10.06.98; опубл. 10.06.00, Бюл. № 16.

28. Валовский В.М., Асфандияров Х.А., Максutow Р.А. Выбор типа привода длинноходовой глубиннонасосной установки // Тр. / ТатНИПИнефть. – 1979. Вып. 12. – С. 189-196.
29. Валовский В.М., Максutow Р.А. Эффективность эксплуатации скважин длинноходовыми глубиннонасосными установками с безбалансирными цепными приводами // Тр. / ВНИИ. – 1983. – Вып. 84. – С. 9-26.
30. Пат. 2200876 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> F 04 В 47/02. Привод скважинного штангового насоса (варианты) / Тахаутдинов Ш.Ф., Валовский В.М., Федосеенко Н.В., Шамсутдинов И.Г., Ибрагимов Н.Г., Авраменко А.Н.; заявитель и патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2001124790/06; заявл. 07.09.01; опубл. 20.03.03, Бюл. № 8.
31. Ахмадуллин Р.Р., Трифонов В.В. Добыча высоковязкой нефти в НГДУ «Нурлатнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 31-33.
32. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 492 с.
33. Пат. 2037077 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> F 16 J 15/26. Механическое уплотнение / Захаров Б.С.; заявитель и патентообладатель Захаров Б.С. – № 93048995/29; заявл. 25.10.93; опубл. 09.06.95, Бюл. № 16.
34. Модернизация штанговых насосов / Б.С. Захаров, Е.И. Богомольный, В.Р. Драчук, Г.Н. Шариков // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 8. – С. 59-65.
35. Захаров Б.С. Поршневые и плунжерные насосы для добычи нефти. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. – 52 с.
36. Пат. 2007618 Российская Федерация, МПК<sup>5</sup> F 04 В 47/00. Скважинный штанговый насос / Захаров Б.С.; заявитель и патентообладатель Захаров Б.С. – № 92010513/29; заявл. 07.12.92; опубл. 15.02.94, Бюл. № 5.

## УСТАНОВКА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПЛАСТОВ

*Ибрагимов Н.Г. (ОАО «Татнефть»),  
Гарифов К.М., Кадьоров А.Х., Рахманов И.Н.,  
Глуходед А.В. (ТатНИПИнефть)*

В 60-70-х годах прошлого века в ОАО «Татнефть» и в целом по стране весьма интенсивно велись работы в области одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов (ОРЭ). Было разработано множество различных вариантов установок. Они были просты, пока была еще фонтанная эксплуатация, затем с переходом на механизированную эксплуатацию сильно усложнились, стали ненадежными. Поэтому к середине 70-х работы по ОРЭ практически прекратились. Основными причинами прекращения работ, на наш взгляд, были следующие:

1. Несущественная разница свойств пластов и их продукции (в основном Ромашкинское месторождение).
2. Появление и преобладание теорий, обосновывающих эффективность совместной эксплуатации разных пластов.
3. Отсутствие надежных и удобных пакеров.

С начала 80-х годов началось активное освоение карбонатных залежей. Появилось много скважин, вскрывающих пласты разных отложений, характеризующихся большим разнообразием параметров пластов и свойств их продукции.

Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов стала вновь актуальной, так как позволяет решить следующие задачи:

1. Сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин.
2. Эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей.

3. Повышение производительности скважины за счет оптимизации работы объектов.

4. Повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Само по себе наличие двух и более объектов разработки не означает необходимость ОРЭ в ней, так как при близких коллекторских свойствах и характеристиках нефтей они вполне могут эксплуатироваться совместно. Поэтому предлагаем случаи, при которых считаем целесообразным применение ОРЭ.

1. Одновременно-раздельно эксплуатировать горизонты, которые запрещено эксплуатировать совместно, например, башкирский-верейский, бобриковский-турнейский.
2. Скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение при больших перепадах давлений, высокая величина давления насыщения, а также другие причины).
3. Скважины с большой разностью пластовых давлений у объектов.
4. Скважины с большой разностью по глубине залегания между объектами.
5. Скважины с существенными отличиями коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей.

В ТатНИПИнефть разработана штанговая установка для ОРЭ двух объектов [1].

Установка содержит штанговый насос с дополнительным всасывающим клапаном, установленным на боковой поверхности цилиндра и пакер, разделяющий пласты (рис. 1).

При движении плунжера вверх в цилиндр сначала поступает продукция нижнего пласта через основной

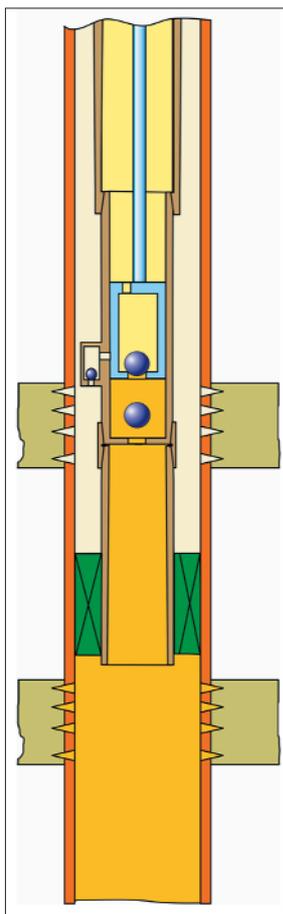


Рис. 1. Схема установки для ОРЭ

всасывающий клапан, а после прохождения плунжером бокового клапана через него – продукция верхнего пласта. При этом давление на приеме насоса от верхнего пласта должно быть выше, чем от нижнего, это обеспечит закрытие основного всасывающего клапана. Если по условиям эксплуатации, наоборот, давление на приеме насоса от нижнего пласта должно быть выше, то установку собирают по схеме, приведенной на рис. 2. В ней боковой всасывающий клапан соединен каналом с подпакерной зоной, а основной сообщен с верхним пластом, т.е. боковой клапан всегда сообщают с областью более высокого давления на приеме насоса.

Установки для ОРЭ двух пластов были испытаны в скв. 440 НГДУ «Бавлынефть» (30.10.03 г.) и 2046 НГДУ «Ямашнефть» (26.11.03 г.).

В скв. 2046 перфорацией вскрыты два пласта: тульский (1101-1105 м) и бобриковско-радаевский (1112,5-1123 м).

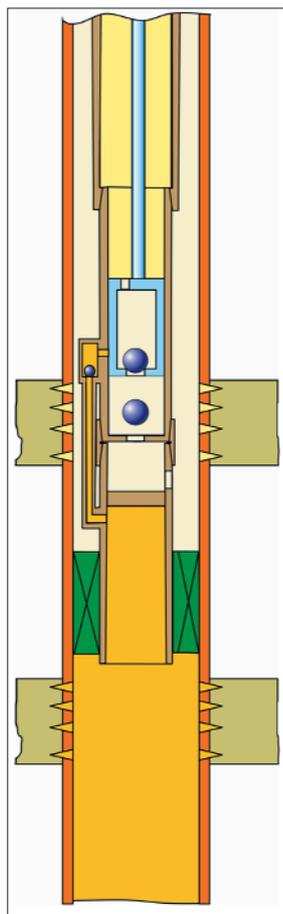


Рис. 2. Схема установки для ОРЭ при  $P_{пр.н.} > P_{пр.в}$

Скважина работала в октябре 2003 г. с дебитом 6,5 м<sup>3</sup>/сут при  $H_{дин}=468$  м и коэффициенте подачи 0,49, то есть были проблемы с насосом.

После внедрения установки общий дебит в марте 2004 г. составил 9,3 м<sup>3</sup>/сут при  $H_{дин}=750$  м и коэффициенте наполнения 0,77.

С 10 июня по 10 августа производилась эксплуатация этой скважины насосом с двумя всасывающими клапанами, но в режиме совместной работы пластов, то есть без стыковки с пакером, с двумя глубинными манометрами, установленными на расстоянии примерно 10 м друг от друга. При этом насос и верхний манометр находились на глубине 1106 м, то есть практически против верхнего пласта. Второй манометр устанавливали по трем причинам: проверить его работоспособность внутри трубы; резерв на случай отказа первого; для обеспечения сопоставимости работы оборудования с последующей отдельной эксплуатацией.

На рис. 3 показана барограмма, записанная верхним манометром. На ней нанесены основные данные по разным режимам работы насоса.

В августе 2004 г. в скважину была спущена установка для ОРЭ двумя глубинными манометрами, один из которых записывал изменения забойного давления под пакером, а другой – в межтрубном пространстве над пакером.

После этого производили эксплуатацию скважины на разных режимах, меняя величину хода и положение плунжера относительно бокового клапана. На рис. 4 показаны изменения забойных давлений у каждого из пластов.

*1 позиция:* ход 2,1 м; число качаний – 4,1; общий дебит – 1,32 МПа. При этом забойное давление верхнего пласта  $P_{заб.в.}=3,1$  МПа, а у нижнего  $P_{заб.н.}=1,2$  МПа. Дебит верхнего пласта, рассчитанный по КВД, составляет 8,7 м<sup>3</sup>/сут, соответственно нижнего, определенного по их разнице, – 4,5.

*2 позиция:* снизили ход до 1,3 м с тем же числом качаний, общий дебит снизился. Как видно по барограмме, соответственно изменились и забойные давления:  $P_{заб.в.}=4,4$  МПа;  $P_{заб.н.}=1,9$  МПа. Общий дебит по ГЗУ составляет 8,3 м<sup>3</sup>/сут, верхнего по КВД – 4,36, нижнего по разнице ~ 3,94.

*3 позиция:* ход 1,7 м; число качаний – 4,1. Забойное давление у верхнего пласта – 3,8 МПа, а у нижнего практически такое же, как на 1-й позиции – 1,2 МПа. Общий дебит по ГЗУ составляет 10,4 м<sup>3</sup>/сут, верхнего пласта по КВД – 5,78 м<sup>3</sup>/сут, а нижнего по разнице – 4,62.

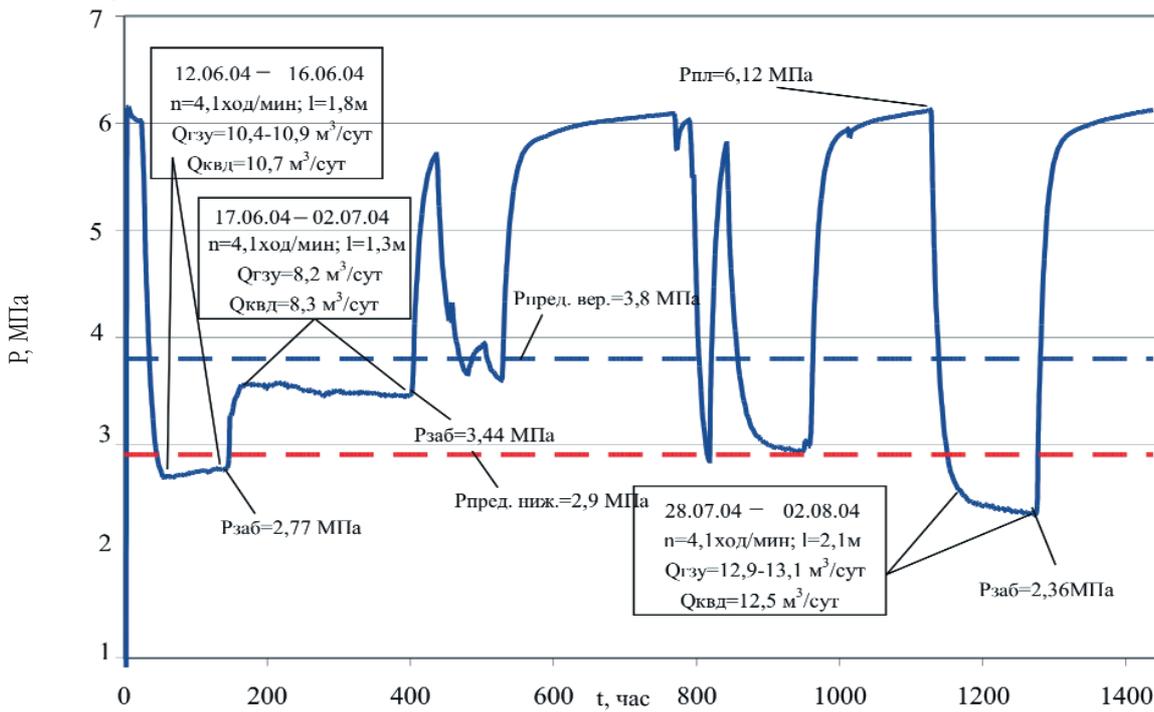


Рис. 3. Изменение забойного давления в скв. 2046 при совместной эксплуатации пластов

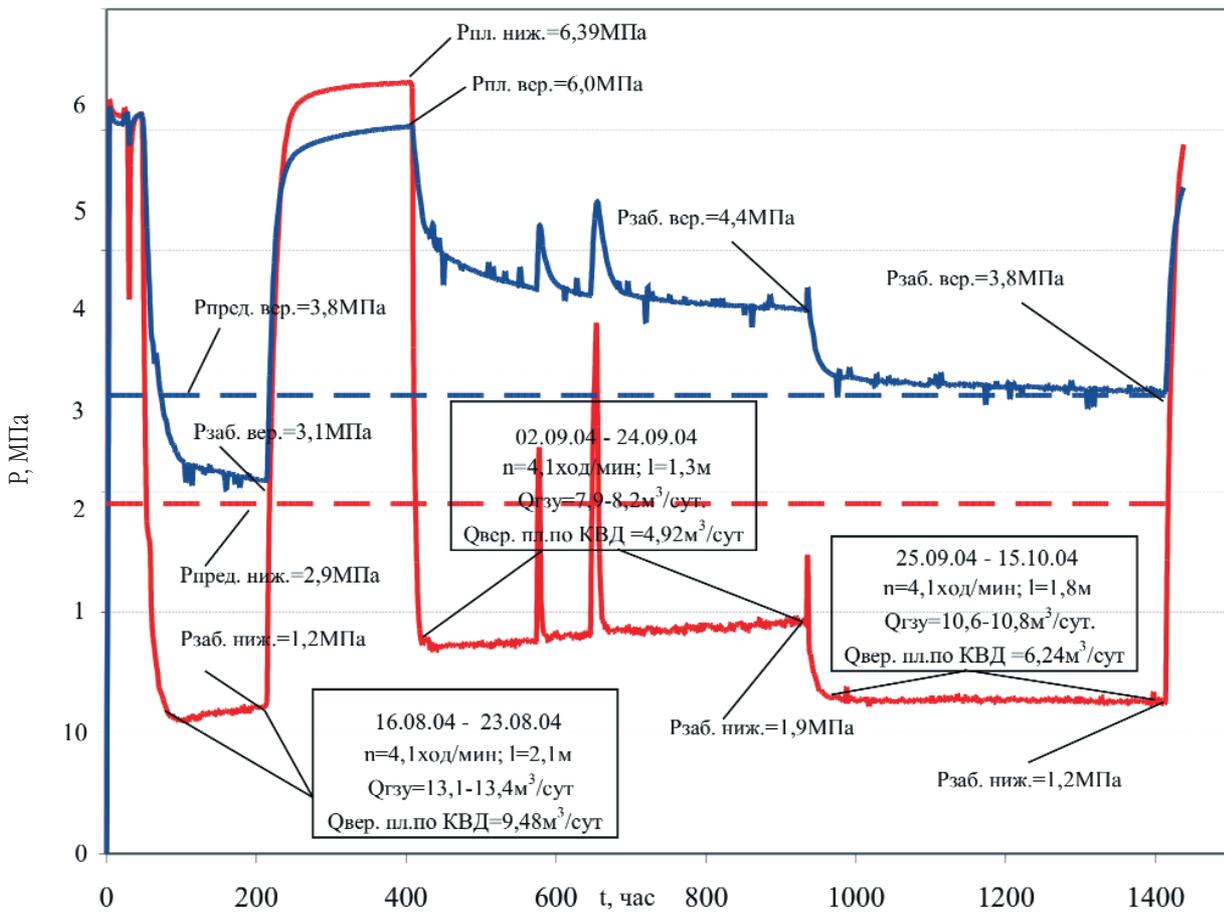


Рис. 4. Изменение забойных давлений пластов в скв. 2046 при работе установки для ОРЭ

Определяем по этим исследованиям  $K_{пр.}$  у нижнего пласта.

$$K_{пр.} \sim 0,079 \frac{м^3/сут}{кгс/см^2}.$$

С помощью коэффициента продуктивности определяем дебит нижнего пласта при совместной эксплуатации на разных режимах:

1.  $n=4,1; h=1,8; Q_{н1}= 2,77 м^3/сут.$
2.  $n=4,1; h=1,3; Q_{н2}= 2,24 м^3/сут.$
3.  $n=4,1; h=2,1; Q_{н3}= 3,1 м^3/сут.$

К ноябрю 2005 г. скважина работает с дебитом 9,2  $м^3/сут$  по верхнему пласту и 2,8  $м^3/сут$  по нижнему.

В скв. 440 перфорацией вскрыты 2 объекта: бобриковско-радаевский (1242,2-1244,2 м и 1246,0-1249,6 м) и заволжский (1365-1370 м).

Скважина работала в 2003 г. с общим дебитом 20  $м^3/сут$  при  $H_{дин.} = 313$  м.

Для оптимизации работы установки провели исследование работы пластов по отдельности.

Сначала провели исследования при работе только одного нижнего пласта, работая обычным насосом из-под пакера, получены следующие результаты работы насоса на 3-х разных режимах:

1.  $P_{заб.} = 2,16$  МПа;  $Q = 6,8(6,5)$   $м^3/сут.$
2. Уменьшили длину хода с 2,4 до 1,2:  $P_{заб.} = 3,05$  МПа;  $Q = 5,2(4,6)$   $м^3/сут.$
3. Уменьшили число качаний с 4,1 до 2,8:  $P_{заб.} = 3,78$  МПа;  $Q = 4,3(4,34)$   $м^3/сут.$

Примечания: дебит дан по ГЗУ, а в скобках – по динамограмме.

После извлечения плунжера и всасывающего клапана свабом был снижен уровень жидкости в НКТ до 904 м, который затем восстановился до 318. По уровню было определено пластовое давление у нижнего пласта – 9,5 МПа.

Вполне определенно можно сказать, что до спуска установки ОРЭ, в тех режимах, в которых эксплуатировалась скважина ( $P_{заб.}$  около 11,0 МПа), нижний пласт не работал.

Затем были проведены исследования работы верхнего объекта на 5 разных режимах.

После проведения этих исследований была спущена установка для ОРЭ.

На рис. 5 показан пример динамограммы, снятой при работе установки. На динамограмме виден момент

прохождения плунжером бокового клапана по уменьшению нагрузки на штангу.

К ноябрю 2005 г. установка работает со следующими параметрами:  $Q_{общ.} = 30$   $м^3/сут.$  при  $H_{дин.вер.} = 980$  м. Дебит верхнего пласта составляет 25  $м^3/сут.$ , а нижнего – 5  $м^3/сут.$

В сентябре установка внедрена в скв. 498 НГДУ Ямашнефть. К ноябрю 2005 г. скважина работает с дебитом по верхнему пласту 7,1  $м^3/сут.$ , а по нижнему – 3,9  $м^3/сут.$  Скважина интересна тем, что у нее большое расстояние между пластами (264 м), поэтому при совместной работе оптимальный динамический уровень для нижнего пласта должен быть ниже подошвы верхнего. Установка же позволяет эксплуатировать каждый из пластов в оптимальном режиме.

Основными параметрами, необходимыми для регулирования работы добывающих скважин, оборудованных установками для ОРЭ, являются дебит, обводненность продукции и забойное давление для каждого из эксплуатируемых объектов. Эти параметры необходимы как при внедрении установок, так и в ходе последующей их эксплуатации.

В установке прямым замером не измеряется ни один параметр нижнего пласта.

Теоретически забойное давление может быть рассчитано по динамограмме. Для определения забойного давления по динамограмме необходимо знание устьевого давления, площади поперечного сечения плунжера и веса столба газожидкостной смеси. На величину нагрузок оказывают влияние: вес штанг в газожидкостной смеси, нагрузки, обусловленные механическим (при искривлении скважины) и гидродинамическим (обусловленным вязкостью продукции) трением штанг, инерционные и вибрационные нагрузки.

Известны эмпирические и теоретические формулы для определения данных составляющих. Однако границы их применения для объектов ОАО «Татнефть» не рассматривались.

Забойное давление под пакером может быть рассчитано через динамический уровень верхнего пласта и ступеньку (рис. 5, б) на динамограмме. В этом случае на точность расчета меньше влияют такие трудноопределимые факторы, как вязкостное и механическое трение.

Дебиты по пластам в установке можно определять двумя путями:

- а) определить дебит верхнего пласта по восстановлению уровня в межтрубном пространстве, а нижне-

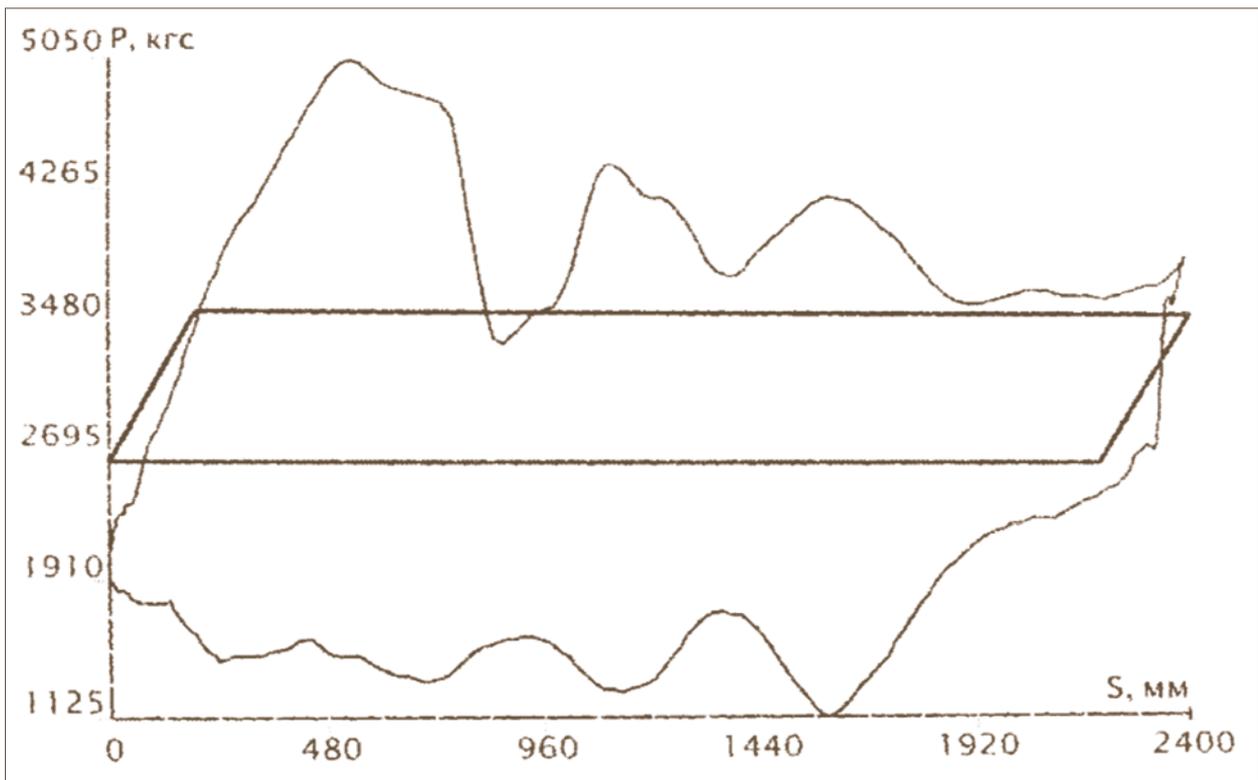


Рис. 5. Динамограмма работы установки в скв. 440

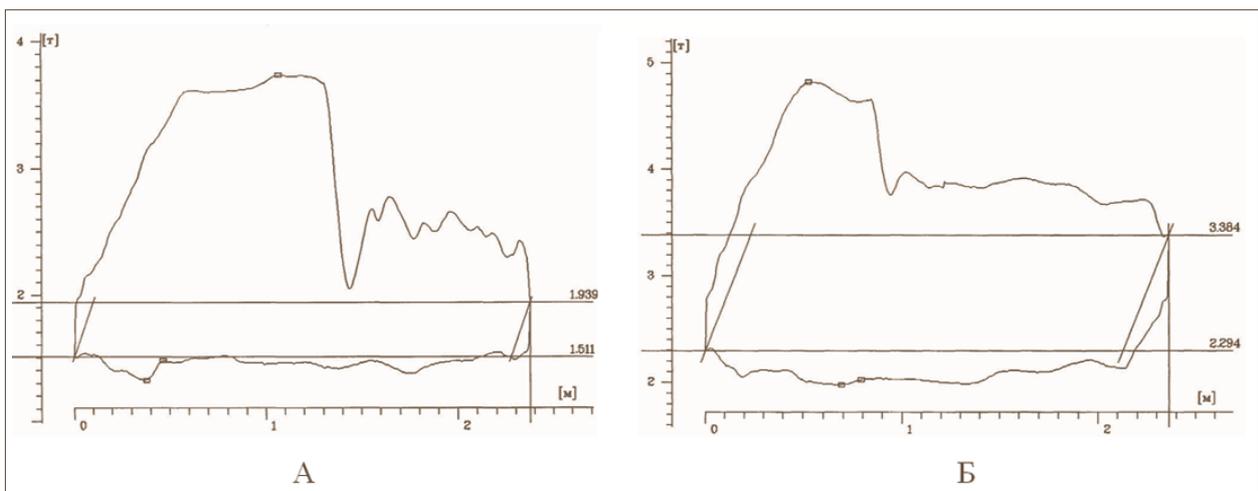


Рис. 6. Динамограммы, снятые при выводе на режим скв. 440; Б – через 8 дней после поднятия плунжера на 0,25 м

го – как разницу между дебитами общим и верхнего пласта;

б) по динамограмме, распределить общий дебит пропорционально величинам хода плунжера до ступеньки и после нее. Однако в этом случае при работе насоса на предельных режимах и наличии газа в цилиндре насоса возможно дозаполнение цилиндра за счет верхнего пласта, что может внести дополнительную ошибку.

Определение обводненности продукций каждого из пластов возможно следующим образом:

а) уменьшением хода и спуском плунжера в крайнюю нижнюю точку добиться работы только одного нижнего пласта, при этом плунжер не должен подниматься выше бокового клапана, а уровень жидкости из верхнего пласта должен восстановиться до статического и не меняться. Замерив обводненность нижнего пласта, по разнице определить обводненность верхнего;

б) если произошло существенное изменение общей обводненности продукции, при подземных ремонтах произвести раздельную эксплуатацию пластов;

в) по химическому составу добываемой воды. Зная химический состав вод каждого из пластов, можно по концентрации какого-то или нескольких ионов определить соотношение объемов вод. При значительной разнице плотностей вод возможна оценка соотношения их обводненностей по суммарной плотности.

На рис. 6 продемонстрирована возможность регулирования параметров работы установки – на динамограмме Б плунжер приподнят на 0,25 м выше, чем при замере динамограммы А, то есть уменьшен отбор из нижнего пласта. По динамограммам хорошо видно, что участок с большой нагрузкой укоротился и уменьшилась разница нагрузок между участками.

### Выводы

1. Создана и доведена до промышленного применения простая установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов.
2. Установка позволяет эксплуатировать каждый из объектов на своем заданном режиме (дебит, забойное давление), не разделяя продукции пластов при подъеме и транспорте.
3. Промысловыми исследованиями подтверждена работоспособность установки, а также возможность контроля и регулирования ее параметров.

### Литература

1. Пат. 2221136 Российская Федерация, МКИ E 21 В 43/14. Установка для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов / Ибрагимов Н.Г., Гарифов К.М., Фадеев В.Г и др.; патентообладатель открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2002111923/03; заявл. 06.06.02; опубл. 10.01.04, Бюл. № 1 (IV ч.). – 828 с.

## К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ШТАНГ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСШН СКВАЖИН СРЕДНЕЙ ГЛУБИНЫ

*Валовский К.В. (ТатНИПИнефть)*

С 70-х годов XX века в нефтепромысловой практике стали находить применение стеклопластиковые штанги (СПШ) отечественного и импортного производства [1, 2]. Их основные особенности – высокий уровень прочности при растяжении и изгибе [3], высокая коррозионная стойкость, а также в  $\approx 3,7...4,4$  раз меньшая по сравнению со сталью плотность материала (для стали принимается равной  $7850 \text{ кг/м}^3$ , для стеклопластика – от  $1800$  до  $2100 \text{ кг/м}^3$ ) [1]; примерно в 3,9 раза меньший по сравнению со сталью модуль упругости материала (для стали обычно принимается равным  $20,6 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ , для стеклопластика –  $5,3 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  [3]). Кроме того, не исключено, что в связи с непрерывным повышением на внутреннем рынке цен на металл и, естественно, изделия из него, к достоинствам СПШ, по крайней мере, отечественных, в скором времени можно будет отнести их цену (сразу оговорим, что за рубежом СПШ стоят дороже, чем стальные штанги [1]).

Настоящая работа имеет целью акцентировать внимание читателя на проблемах, к решению которых необходимо быть готовым при проектировании эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов (УСШН) с такими штангами, в том числе на особенностях расчета комбинированных колонн со ступенями из стальных и стеклопластиковых штанг. Под проектированием эксплуатации скважин УСШН здесь понимается выбор насосной установки и режима ее работы, обеспечивающих заданный отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации. Для этого в первую очередь попытаемся качественно оценить, в какой степени перечисленные особенности штанг из стеклопластика могут послужить, как это принято считать, предпо-

сылками для повышения эффективности эксплуатации скважин УСШН.

Кратное уменьшение плотности материала означает во столько же раз меньшую массу и, соответственно, уменьшение составляющей нагрузки в точке подвеса штанг (ТПШ) от их веса, что, на первый взгляд, создает предпосылки к снижению приведенных напряжений в штангах и увеличению срока их службы. Однако это справедливо только при условии сохранения скорости откачки, соблюсти которое в такой ситуации возможно далеко не всегда. В случае падения по тем или иным причинам динамического уровня, казалось бы, появляется возможность без замены станка-качалки обеспечить эксплуатацию скважины с допустимой максимальной нагрузкой в ТПШ привода. Но платой за это во многих случаях может стать потеря производительности из-за возросшей величины растяжения штанг, необходимость увеличения скорости откачки и/или увеличение диаметра штанг для компенсации их растяжения. С той же оговоркой, то есть лишь при определенных условиях, может быть организована эксплуатация скважины штанговым насосом с большей глубиной его подвески, чем в случае более тяжелых стальных штанг. Тем самым в ряде случаев можно расширить область эффективного применения УСШН по глубине подвески насоса, снизить забойное давление и получить соответствующий прирост дебита скважины.

Упомянутые выше возможные отрицательные последствия обусловлены второй, не менее важной в нашем случае особенностью стеклопластика – гораздо большей, чем у стали, эластичностью и, соответственно, во столько же раз большей «статической» потерей хода плунжера из-за растяжения СПШ от веса жидкости. Следствием этого может стать заметное снижение коэффициента подачи. Кажущееся противоречие

с некоторыми литературными данными [2] объясняется просто, – перечисленные проблемы доминируют при так называемом «статическом» режиме работы УСШН, когда в суммарную нагрузку в ТПШ основной вклад вносят статические составляющие (вес штанг и жидкости, силы сопротивления) и, соответственно, на разницу хода ТПШ и плунжера насоса преобладающее влияние оказывают деформации штанг и труб от веса жидкости. Тогда как все примеры получения выигрыша производительности УСШН при использовании СПШ [2] иллюстрируют реализацию на практике «динамических» режимов, при которых значительную роль начинают играть динамические, в частности, инерционные нагрузки, и возникает так называемый «перебег» или «эффект суперхода» плунжера. Выражается этот эффект в увеличении длины хода плунжера при работе УСШН с СПШ и соответствующем приращении за счет этого производительности УСШН.

Различают режимы работы УСШН по величине параметра динамического подобия насосной установки (параметра Коши), отражающего степень «близости» частоты качаний ТПШ к частоте собственных колебаний колонны насосных штанг в каждом конкретном случае. Границей «статического» и «динамического» режимов принято считать значение параметра Коши 0,3...0,4.

Ни для кого не секрет, что увеличение коэффициента подачи вследствие прироста хода плунжера от удлинений штанг при работе УСШН в «динамических режимах» имеет место и для стальных штанг. Явление вполне закономерно и достаточно хорошо изучено задолго до появления СПШ [4-10]. Поэтому для того, чтобы сделать какие-либо выводы о целесообразности применения СПШ, в том числе в условиях скважин средней глубины, необходимо ответить на три взаимосвязанных вопроса:

- 1) Чем «эффект суперхода» отличается от инерционных удлинений штанг?
- 2) Является ли эффект прямым следствием использования СПШ или просто «совпадает по времени и месту» с их использованием?
- 3) Какова степень влияния самих СПШ на величину эффекта?

С этой целью вначале остановимся подробнее на физической сущности явления. Состоит она в том [5], что в начале хода плунжера вниз при передаче нагрузки от веса столба жидкости со штанг на трубы в штангах возникают собственные колебания, вследствие чего

колонна штанг периодически удлиняется и сокращается на протяжении всего хода (при этом на динамограмме фиксируется «волнообразная» линия хода вниз). Под влиянием силы инерции массы штанг как твердого тела (или по причине вынужденных колебаний колонны) штанги к концу хода будут несколько растянуты, а под влиянием собственных колебаний они могут быть к моменту закрытия нагнетательного клапана или растянуты, или иметь сокращенную длину. Поэтому, если амплитуда собственных колебаний штанговой колонны значительна, то конечная точка местоположения плунжера будет заметно выше или ниже того положения его, которое было бы при отсутствии собственных колебаний штанг. То же имеет место и при крайнем верхнем положении плунжера. Разница только в том, что положительное приращение длины хода плунжера в крайнем нижнем положении штанг происходит в том случае, когда штанги в момент закрытия нагнетательного клапана растянуты, а в крайнем верхнем положении — когда их длина сократилась. Теоретическим и экспериментальным путем установлено, что во многих случаях фазы собственных колебаний штанговой колонны в конце ходов вверх и вниз почти симметричны, т. е. если в конце хода вниз штанги оказываются растянутыми, то в конце хода вверх их длина сокращается и наоборот. Поэтому можно говорить о «благоприятном» для производительности насоса сочетании фаз собственных и вынужденных колебаний, когда плунжер проходит лишний путь в обоих крайних положениях, и «неблагоприятном» сочетании, когда он «теряет» часть пути в этих положениях. В первом случае создается некоторая «перепроизводительность» насоса, во втором — уменьшение подачи по сравнению с расчетом по элементарным формулам. В зависимости от условий от качки отклонения в производительности могут быть больше и меньше или даже равны нулю, — когда нагнетательный клапан закроется при «нулевой фазе» колебаний, т. е. когда длина штанговой колонны не увеличена и не уменьшена.

Эффект должен быть заметнее при больших глубинах спуска насоса и невысокой вязкости откачиваемой продукции. В этих условиях амплитуда собственных колебаний становится значительной, затухание к концам ходов штанг вверх и вниз сравнительно невелико и длина хода плунжера может определяться не только суммой расстояния, проходимого при поступательном движении штанг, и упругих удлинений их от вынужденных колебаний (за вычетом, конечно, статиче-

ской деформации штанг и труб), но и фазой собственных колебаний в крайних точках цикла [4].

При откачке из скважин средней глубины по классификации А.Н. Адонина [5] (с глубиной подвески насоса от 400...500 до 1300...1400 м), влияние собственных колебаний штанг на длину хода плунжера становится незначительным. Аналогичная ситуация будет иметь место при подъеме высоковязкой продукции с большой глубины – собственные колебания штанг к концам ходов вверх и вниз могут настолько затухать, что никаких отклонений подачи от расчета по элементарным формулам наблюдать не будет. В обоих случаях на коэффициент подачи преобладающим образом будут влиять инерционные удлинения штанг при их вынужденных колебаниях (при работе УСШН в «динамических» режимах) и «статическая» потеря хода плунжера из-за растяжения штанг от веса жидкости.

Таким образом, с физической точки зрения «эффект суперхода» отличается от «обычных» инерционных удлинений штанг из-за их вынужденных колебаний тем, что является результатом резонанса (т. е. совпадения частот) собственных и вынужденных колебаний штанг. Следовательно, сам по себе факт изменения характеристик материала штанг в данном случае не является «эффектообразующим», причина возникновения эффекта заключается в соответствии (путем целенаправленного изменения, либо случайного совпадения) режима работы УСШН условиям возникновения резонансных явлений. Применение же СПШ может лишь в той или иной степени способствовать или препятствовать реализации необходимого режима работы УСШН и/или обеспечению условий резонанса.

Из изложенного следует еще одно простое, но важное заключение. В промышленной практике, как правило, не условия получения «эффекта суперхода», а характеристики конкретной скважины являются исходными данными для проектирования УСШН, т. е. обычно оборудование и режим его работы подбираются под характеристики конкретной скважины, а не наоборот. Поэтому теоретически даже при соответствующих значениях параметра Коши равновероятной с возможностью реализации «эффекта суперхода» является и обратная ситуация, при которой «попасть в резонанс» не удастся по объективным причинам и «динамическая» потеря хода плунжера не меньше, а больше «статической» со всеми вытекающими последствиями. Причем потери производительности от неблагоприятного сочетания фаз собственных и вынужденных колебаний штанг («невыгодный» режим) не вызывают

искажений контура динамограммы, это явление можно установить лишь путем специального анализа динамограммы. Таким образом, если исходить из наличия конкретной скважины со вполне определенными геолого-техническими характеристиками, то с практической точки зрения реальная вероятность увеличения производительности установки за счет «эффекта суперхода» в общем случае составляет примерно 50 % вне зависимости от материала штанг.

Приведенные соображения носят качественный характер. Для количественной оценки степени влияния материала штанг на длину хода плунжера воспользуемся результатами аналитического исследования работы УСШН на больших глубинах, выполненного А.Н. Адониным и И.Г. Беловым в работе [4].

Определять «динамическую» потерю хода плунжера с учетом только инерционного удлинения штанг из-за вынужденных колебаний штанговой колонны для случая балансирного станка-качалки можно, например, по формуле «статической» теории, преобразованной А.С. Вирновским:

$$S = S_0 \left( 1 + \frac{\mu^2}{2} \right) - \lambda_{cm}, \quad (1)$$

где  $S$  — длина хода плунжера, м;  $S_0$  — длина хода полированного штока, м;  $\mu$  — параметр Коши:

$$\mu = \frac{\pi \cdot n \cdot L_n}{30 \cdot a} ;$$

$n$  — частота качаний ТПШ, мин<sup>-1</sup>;  $L_n$  — глубина спуска насоса, м;  $a$  — скорость звука в материале штанг; м/с;  $\lambda_{cm}$  — потери хода плунжера из-за деформации штанг и труб от действия статической нагрузки (веса столба жидкости):

$$\lambda_{cm} = P_{ж} L_n \left( \frac{1}{E_{mp} f_{mp}} + \frac{1}{E_{um} f_{um}} \right) ;$$

$P_{ж}$  — вес жидкости, Н;  $E_{um}$ ,  $E_{mp}$  — модули упругости соответственно штанг и НКТ, МПа;  $f_{um}$  — площадь поперечного сечения штанг, м<sup>2</sup>;  $f_{mp}$  — площадь поперечного сечения НКТ по металлу, м<sup>2</sup>.

Для определения потери хода плунжера с учетом как вынужденных (инерционное удлинение), так и собственных колебаний штанговой колонны А.Н. Адониным и И.Г. Беловым на основе методики А.С. Вирновского путем решения без учета сил трения волнового уравнения при соответствующих граничных и начальных условиях получена приближенная формула:

$$S \approx S_0 - \lambda_{cm} + 0,6 \left( 1 - \frac{2\lambda_{cm}}{S_0} \right) \mu^2 S_0 - 1,08 \mu S_0 \sqrt{\frac{\lambda_{cm}}{S_0} \left( 1 - \frac{\lambda_{cm}}{S_0} \right)} \times \sin \left[ \frac{\pi^2}{2\mu} - \frac{\pi}{2\mu} f \left( \frac{\lambda_{cm}}{S_0} \right) \right], \quad (2)$$

$$\text{где } f\left(\frac{\lambda_{cm}}{S_0}\right) = \arccos\left(1 - \frac{2\lambda_{cm}}{S_0}\right).$$

Формула проверена авторами на большом объеме экспериментального материала и показала хорошую сходимость с опытом при значениях  $\mu \leq 0,785$  и  $\lambda_{cm}/S_0 \leq 0,5$  [3], поэтому есть основания считать ее точность достаточной для практического применения. Как видно из (2), длина хода плунжера является функцией двух параметров подобия насосной установки —  $\lambda_{cm}/S_0$  и  $\mu$ , при этом оба зависят от свойств материала штанг.

Очевидно, что при «статическом» режиме работы УСШН, т. е. при  $\mu \leq 0,3...0,4$  влияние третьего и четвертого слагаемых в (2) мало и длину хода плунжера определяет, в основном,  $\lambda_{cm}$ , т. е. деформации штанг и труб от веса жидкости, которые, согласно (1), возрастают пропорционально уменьшению модуля упругости материала штанг. Следовательно, при значениях  $\mu \leq 0,3...0,4$  ни о каком «суперходе» речи быть не может вне зависимости от материала штанг и использование СПШ вместо стальных штанг приведет лишь к падению коэффициента подачи насоса и снижению производительности УСШН. Именно из этих соображений за рубежом СПШ «...как правило, применяются в скважинах с относительно высоким уровнем жидкости, чтобы чрезмерное растяжение штанги (являющееся результатом высокой упругости) не сказалось на производительности установки» [1].

Заметно повлиять на длину хода плунжера величина «эффекта суперхода» могла бы лишь при  $\mu > 0,4$ , т. е. в «динамическом» режиме работы УСШН, когда с ростом параметра Коши, на первый взгляд, имеют шансы увеличиться третье и четвертое слагаемые выражения (2). Однако входящая в них величина  $\lambda_{cm}$  при замене штанг на стеклопластиковые, как показано ранее, только увеличивается. А вот стоящая в знаменателе в выражении для  $\mu$  (скорость звука в штангах при этом почти не меняется). Действительно, скорость распространения в штангах продольных колебаний небольшой амплитуды, которую принято называть скоростью звука в материале, для случая длинного изотропного стержня, как известно [11], может быть рассчитана по формуле Ньютона:

$$a = \sqrt{E/\rho}, \quad (3)$$

где  $a$  — скорость звука в материале стержня, м/с;  $E$  — модуль упругости материала стержня, Па;  $\rho$  — плотность материала стержня, кг/м<sup>3</sup>.

Воспользовавшись приведенными в начале работы значениями, нетрудно подсчитать, что скорость звука в стеклопластиковом стержне составляет около  $\sqrt{\frac{5,3 \cdot 10^{10}}{(1800+2100)/2}} \approx 5213$  м/с, т. е. совершенно значительно отличается от скорости звука в стальном (для одноступенчатой колонны стальных штанг принимается равной 4600 м/с, для двухступенчатой — 4900 м/с, а для трехступенчатой — 5300 м/с). То есть, прямые предпосылки к «усугублению эффекта суперхода» путем замены стальных штанг на стеклопластиковые отсутствуют.

Изменение материала штанг как таковое может повлиять на «эффект суперхода» только косвенно, — если характеристики нового материала обеспечивают, как это и имеет место в случае СПШ, работу УСШН при больших и/или очень больших значениях параметра Коши за счет заметного увеличения глубины спуска насоса. Непосредственное влияние на длину хода плунжера оказывают такие сомножители параметра Коши как глубина спуска насоса и частота качаний. Другими словами, добиться заметного увеличения производительности УСШН за счет совпадения (резонанса) частот свободных колебаний штанговой колонны и качаний балансира со штангами из любого материала проще при больших значениях глубины спуска насоса и частоты качаний ТПШ. Таким образом, возможность применения СПШ ничего не добавляет к выводам А.Н. Адонина [5] о том, что «...характерные (механического порядка) особенности работы насосной установки на больших глубинах сводятся к тому, что имеются области режимов откачки с заниженной производительностью и «перепроизводительностью». Эти особенности проявляются тем сильнее, чем больше глубина и число качаний, и тем меньше, чем длиннее ход полированного штока...».

Именно такая картина, судя по работам [1, 2], имеет место в тех случаях, когда при помощи СПШ удавалось реализовать на практике «эффект суперхода» — это форсированная откачка жидкости из скважин со значительной глубиной спуска насоса, малой длиной хода ТПШ и высокой частотой качаний, близкой к частоте собственных колебаний штанговой колонны. Более того, зарубежными производителями СПШ изначально позиционируются на рынке именно как инструмент реализации режимов откачки в области «запредельных» с «традиционной» точки зрения (см. выше) значений параметра Коши  $0,8 > \mu > 1,15$  [1, 2]. Данное обстоятельство оправдано тем, что, по утверждениям производителей СПШ, при этом достигается

соотношение  $S/S_0 \approx 2,3...2,5$  [2], то есть длина хода плунжера в 2,3...2,5 (!) раза больше длины хода полированного штока. Однако, учитывая, что производимые в настоящее время отечественные станки-качалки, как правило, обеспечивают частоту качаний не более  $12 \text{ мин}^{-1}$ , легко подсчитать, что для реализации подобного режима откачки глубина спуска насоса (вне зависимости от материала штанг) должна составить от  $(0,8 \cdot 30 \cdot 5000)/(3,14 \cdot 12) \approx 3185$  до  $(1,15 \cdot 30 \cdot 5000)/(3,14 \cdot 12) \approx 4578$  м. Эти цифры трудно назвать типичными для отечественной нефтепромысловой практики, особенно имея в виду, что у обычных штанговых насосов максимальная высота подъема жидкости составляет не более 1500 м.

Нетипичен (во всяком случае для отечественных компаний, работающих на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки) и подход к эксплуатации штанговых колонн, предполагающий игнорирование снижения МРП работы скважин с ростом частоты качаний вследствие уменьшения срока службы колонн из-за сокращения календарного времени наработки соответствующего числа циклов, роста приведенных напряжений в ТПШ в связи с повышением динамических нагрузок, образованием стойких высоковязких эмульсий в обводненных скважинах, снижения коэффициента эксплуатации наземного оборудования и т. д. Очевидно, что далеко не всякая дополнительная добыча нефти (именно эта цель преследуется при попытках реализации «эффекта суперхода») оправдывает увеличение эксплуатационных затрат по указанным причинам.

Кроме того, при эксплуатации скважины УСШН в подобном режиме помимо СПШ потребуются и другое специальное оборудование, в том числе длинноходовой насос. К слову, подобные насосы даже отечественного производства (их выпускает, например, ОАО «Ижнефтемаш») стоят минимум вдвое дороже обычных. Причем платить за более дорогой насос придется заранее – вне зависимости от того, удастся ли затем на практике получить «эффект суперхода» или нет. Необходимо и отнюдь не дешевое специализированное программное обеспечение и вычислительные средства для индивидуального проектирования эксплуатации каждой скважины (по крайней мере, подбора компоновки колонны), обеспечивающие для расчета каждого варианта компоновки решение волнового уравнения (т. е. нелинейного дифференциального уравнения в частных производных второго порядка) численными методами [1]. Связано это с тем,

что используемые в нефтепромысловой практике формулы для расчета нагрузок в штанговой колонне (в том числе формулы Вирновского и упрощенные формулы на их основе) обеспечивают приемлемую для практического применения точность результатов в диапазоне значений параметра Коши  $\mu < 0,8$ , а за его пределами могут давать серьезные погрешности, равно как и выражение (2). Причем в последнем случае цена ошибки гораздо выше, чем при «традиционных» режимах откачки – ведь если проектируя УСШН с СПШ в погоне за «суперходом» плунжера мы ошиблись и «не попали в резонанс», т. е. явление «суперхода» не наблюдается или наблюдается с точностью до наоборот, то, чтобы не поднимать насос мы будем вынуждены (нередко почти безуспешно) форсировать откачку хотя бы для сохранения той же производительности – при прежнем диаметре плунжера увеличивать длину хода ТПШ (которая для балансирных станков-качалок в отечественной практике, как правило, ограничена величиной 3,5 м, а в большинстве случаев и того меньшей), а затем частоту качаний (см., например, [1]), что неизбежно снижает коэффициент эксплуатации и срок службы как скважинного, так и наземного оборудования. А вероятность реализации эффекта «суперхода» на конкретной скважине, как указывалось ранее, составляет не более 50 %.

Увеличение же диаметра насоса в этой ситуации крайне нежелательно, поскольку при этом теряет смысл применение СПШ – по объективным причинам (из-за ограничений по прочности штанг) «автоматически» придется уменьшать глубину спуска насоса, а с ней и параметр Коши. В противном случае произойдет увеличение составляющей нагрузки в ТПШ от веса жидкости и, как следствие, рост обрывности штанг. Соответственно, усложняется техническая реализация режимов откачки, при которых можно достичь желаемого «суперхода». Причем снижение веса СПШ не меняет ситуацию в целом, поскольку его доля при высоких частотах качаний становится все меньше – увеличивается скорость роста колебательной и инерционной составляющих нагрузки в ТПШ (колебательная нагрузка пропорциональна частоте качаний в первой степени, а инерционная – во второй). Экстремальные же нагрузки в ТПШ, как известно, являются алгебраической суммой всех составляющих. И далеко не факт, что результирующая максимальная (минимальная) нагрузка в случае применения СПШ окажется меньше (больше), чем в случае применения стальных штанг. Еще один аргумент в пользу этого – то обстоятельство,

во, что возможность заметного снижения экстремальных нагрузок при больших числах качаний существует и в случае стальных штанг. На эту (подтвержденную экспериментально [4, 5]) особенность режимов откачки, описываемых с помощью полученных им формул, указывал сам А.С. Вирновский [12]: подобная ситуация возможна в случае, когда период начальной деформации закончился позднее достижения ТПШ максимальной скорости, т. е. как раз при малой длине хода и большой частоте качаний.

Приведенные рассуждения подтверждаются и данными работы [2], в которой, среди прочего, содержатся сведения и о том, что в ряде случаев для увеличения значения параметра Коши и достижения «эффекта суперхода» зарубежными фирмами целенаправленно уменьшалась длина хода и увеличивалась частота качаний станка-качалки. При этом максимальная нагрузка в ТПШ при применении СПШ, несмотря на их меньший вес, оказывалась даже несколько выше, чем в случае стальных штанг (станок-качалка и глубиннонасосное оборудование при проведении данного сравнения оставались теми же). В то же время, для СПШ отечественного производства допускаемые приведенные напряжения, согласно [3], составляют не более 98 МПа вне зависимости от «коррозионности» условий эксплуатации. Для стальных штанг класса D при изготовлении из некоторых марок сталей этот показатель достигает 118 МПа при работе в высококоррозионных условиях и 167 МПа в некоррозионных. Немаловажным является и тот факт, что «...в отличие от стали, имеющей неограниченную усталостную долговечность при эксплуатации в некоррозионной среде с нагрузками ниже предела выносливости, долговечность стекловолокна является ограниченной» [1]. Т. е. если при работе в «льготных условиях» стальные штанги теоретически прослужат сколь угодно долго (есть примеры, в том числе и в ОАО «Татнефть», когда штанги работают десятки (!) лет), то стеклопластиковые штанги неизбежно разрушатся и при невысоких нагрузках. Кроме того, СПШ подвержены потере прочности с ростом температуры, причем до такой степени, что при их использовании категорически не рекомендуется проводить «прямые» промывки скважин горячей нефтью, – только «обратные» (т. е. через затрубное пространство), а во избежание перегрузки штанг при попытке подъема заклиненного насоса последний, как правило, дополнительно оборудуется срезными штифтами. Поэтому ответ на вопрос о том, насколько эффективна замена стальных штанг на

стеклопластиковые с точки зрения нагрузок в ТПШ УСШН и приведенных напряжений в штангах, зависит от множества взаимосвязанных факторов и в каждом конкретном случае может оказаться «своим» – как положительным, так и отрицательным.

Еще один «нагрузочный» аспект применения СПШ, заслуживающий отдельного комментария, – изменение сил трения штанг о трубы. С одной стороны, согласно зарубежным рекомендациям [2], для СПШ «...зона критического искривления ствола скважины соответствует углу наклона 3° и более на длине 30,5 м...». Иными словами, интенсивность набора кривизны должна составлять примерно 1 градус на 10 м, тогда как для стальных штанг в отечественной практике обычно нормальной считается интенсивность 2 градуса на 10 м. Более того, зарубежные рекомендации по применению СПШ открытым текстом предписывают «... избегать сжимающих нагрузок и износа штанг, так как эти состояния могут привести к преждевременному разрушению штанги» [1]. С другой стороны, есть основания полагать (по аналогии с полиамидными скребками-центраторами), что коэффициент трения СПШ о стальные НКТ заметно ниже, чем для случая трения «сталь по стали», соответственно должна быть меньше и сила трения штанг о трубы. Кроме того, разрушающее напряжение при изгибе у некоторых СПШ отечественного производства, по крайней мере, по заявлениям производителей выше, чем у стальных [2]. Указанные обстоятельства должны способствовать улучшению условий работы штанговых колонн с СПШ в искривленных скважинах. Это подтверждает и имеющийся положительный опыт заметного увеличения межремонтного периода работы наклонно направленных скважин после укомплектования подвесок насосов СПШ в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ОАО «Варьеганнефть» [2]. Однако при больших значениях зенитного угла наклона ствола скважины вне зависимости от материала штанг заметно уменьшается составляющая нагрузок в ТПШ от веса штанговой колонны. И если снижение максимальной нагрузки – фактор явно положительный, то уменьшение минимальной – однозначно отрицательный. А для СПШ – тем более, поскольку они и так весят заметно меньше стальных штанг. Дополнительное снижение минимальной нагрузки из-за кривизны скважины (особенно при высокой частоте качаний ТПШ и, соответственно, заметных динамических нагрузках) может привести к отставанию движения штанг от головки балансира при ходе вниз (так называемое «зависание

штанг»). Избежать этого можно лишь снижением скорости откачки либо увеличением веса штанговой колонны, т. е. увеличением доли стальных штанг в подвеске (которая и без того должна составлять 30...50% от общей длины колонны [1]). Получается, что при больших зенитных углах наклона ствола места для СПШ в штанговой колонне в буквальном смысле становится существенно меньше, чем в «условно вертикальных» скважинах. Соответственно, влияние применения СПШ на режим работы УСШН уменьшается, что вызывает некоторые сомнения в целесообразности их применения. В целом этот вопрос, очевидно, еще рано считать решенным – он требует дальнейшего изучения по результатам обработки промышленного материала.

Требует дополнительного изучения и вопрос срока службы СПШ при работе УСШН с большим числом качаний, поскольку, согласно ставшим уже «каноническими» исследованиям А.С. Вирновского [12], вероятная частота обрывов стальной штанговой колонны возрастает пропорционально частоте качаний в первой степени и глубине подвески насоса в степени выше первой:

$$\varphi = Bn \left( \frac{D_{nl}}{d_{шт}} \right)^{3,27k+0,13} l^{2k+1}, \quad (4)$$

где  $\varphi$  – вероятная частота обрывов штанговой колонны;  $B, k$  – коэффициенты;  $D_{nl}$  – диаметр плунжера;  $d_{шт}$  – диаметр штанг (для ступенчатой колонны в первом приближении может быть использован средний диаметр штанг).

В отношении якобы обеспечиваемой применением СПШ вместо стальных штанг экономии удельных энергозатрат на подъем продукции скважины представляется уместным выразить некоторые сомнения, основанные на следующих простых соображениях. В качестве обоснования подобного утверждения обычно выдвигается тезис о снижении максимальной нагрузки в ТПШ из-за разницы в весе штанговой колонны. Справедливость данного положения обсуждалась выше. Но даже если нагрузки в ТПШ при применении СПШ окажутся заметно ниже, чем в случае стальных штанг, необходимо иметь в виду следующее. Полная мощность, затрачиваемая электродвигателем уравновешенного станка-качалки на подъем жидкости может быть рассчитана по известным формулам, например, по формуле Б.М. Плюща и В.О. Саркисяна [8]:

$$J_{полн} = \frac{10^3}{\eta_n} \left( K_1 + \frac{K_2 P_{ж} S_0}{9,8} \right) \frac{n}{60}, \quad (5)$$

где  $J_{полн}$  – полная мощность, затрачиваемая электродвигателем станка-качалки на подъем жидкости, Вт;  $\eta_n$  – КПД редуктора и клиноременной передачи (принимается равным 0,96-0,98);  $K_1$  – коэффициент, зависящий от типа станка-качалки и изменяющийся от 1,2 для привода грузоподъемностью 2 т до 13,2 для приводов грузоподъемностью свыше 10 т;  $K_2$  – коэффициент, зависящий от режима откачки и диаметра насоса:

$$K_2 = 1,26 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\eta_{mod}^2 + 0,28 \left( 1 + 10^{-7} \cdot \frac{S_0 n^2}{D_{nl}^3} \right)},$$

где  $\eta_{mod}$  – коэффициент подачи, доли ед.

Из (5) видно, что мощность, потребляемая электродвигателем станка-качалки, при правильном уравновешивании не зависит от веса штанг. Физически это объясняется тем, что уравновешивающее усилие выбирается равным сумме веса штанговой колонны и половины столба жидкости. Вместе с тем, потребляемая электродвигателем мощность прямо пропорциональна частоте качаний ТПШ. И если при проектировании УСШН со штанговой колонной из стеклопластика мы по каким-либо причинам «остались» в «статическом» режиме работы установки, или, будучи в рамках «динамического» режима, «не попали в резонанс», то для сохранения производительности установки будем вынуждены увеличивать скорость откачки (см. выше), причем в первую очередь – длину хода ТПШ, во вторую – частоту качаний. А с ростом частоты качаний, в соответствии с (5), растет потребляемая электродвигателем мощность. Для достижения же «эффекта суперхода» придется увеличивать параметр Коши, т. е. при неизменной глубине подвески и диаметре плунжера все ту же частоту качаний. Заметим, что ни потеря производительности УСШН при неизменной скорости откачки, ни сохранение производительности за счет увеличения частоты качаний и, соответственно, потребляемой мощности, никак не способствуют снижению удельных энергозатрат на подъем продукции.

Таким образом, использование СПШ вместо стальных штанг далеко не во всех случаях способно обеспечить повышение эффективности эксплуатации скважин УСШН, что явно не способствует широкому применению СПШ в отечественной нефтепромысловой практике, по крайней мере, на данном этапе. Равно как и в зарубежной – несмотря на тридцатипятилетний опыт производства и применения доля продаж СПШ за рубежом составляет немногим более 10 % [1].

Тем не менее, у данного вида нефтепромыслового оборудования есть своя область применения, в том числе на скважинах средней глубины и при «статическом» режиме работы УСШН. Как отмечалось выше, СПШ могут оказаться очень полезны в «пограничных» ситуациях, — например когда при реализации заданного режима откачки (необходимый типоразмер насоса, глубина его спуска, положение динамического уровня в скважине, скорость откачки, нагрузки на привод и штанги) параметры работы УСШН со стальными штангами начинают выходить за пределы технических характеристик имеющегося оборудования (таких как грузоподъемность и/или крутящий момент на редукторе привода, приведенные напряжения в штангах), а замена других элементов УСШН невозможна или нецелесообразна. В некоторых случаях применение СПШ (пусть и большего диаметра, чем стальных — для некоторой компенсации потери производительности из-за увеличения статического растяжения штанг, а также снижения приведенных напряжений) позволяет «вписаться» в установленные рамки, минимальными затратами получив приемлемый компромисс между потерей производительности и ростом нагрузок в ТПШ. Незаменимыми СПШ могут оказаться в случаях, когда по каким-либо причинам (в частности, налогового характера) необходимо «любой ценой» организовать форсированную откачку жидкости штанговыми насосами из глубоких (подвеска насоса 1800 м и более) скважин, особенно в осложненных условиях (высокая коррозионная активность откачиваемой продукции, кривизна скважин и т.д.) — например на месторождениях Западной Сибири и т.п.

В условиях ОАО «Татнефть», где подавляющее большинство механизированных скважин может быть отнесено к категории скважин средней глубины, а режимы работы УСШН — к «статическим», на «эффект суперхода» всерьез рассчитывать не приходится. Учитывая рассмотренные выше отрицательные аспекты применения СПШ в таких условиях, массовое применение СПШ по совокупности обстоятельств едва ли целесообразно. В ряде случаев «ущерб» от увеличения потери хода плунжера при применении СПШ может быть отчасти скомпенсирован увеличением диаметра СПШ, либо применением длинноходовых приводов СШН, например мощных станков-качалок фирмы Lufkin (в частности, у моделей С-912D-305-192, С-912D-365-192, С-1280D-365192, С1824D-365-192 длина хода ТПШ достигает 4,9 м, а у одноплечих М-

1824D-427-216, М-1280D-427-216, М-912DS-365-216, М-912D-305-216 — 5,5 м), цепных приводов ЦП 80-6-1/4 [13, 14] (длина хода ТПШ 6 м), Rotaflex (длина хода 4,5; 5; 6; 7,0 и 7,3 м в зависимости от модели) и др. Однако большая часть перечисленного оборудования (за исключением приводов ЦП 80-6-1/4) имеет явно завышенную для условий ОАО «Татнефть» грузоподъемность и, соответственно, слишком высокую стоимость, что вызывает серьезные сомнения в экономической эффективности его применения.

Далее остановимся на некоторых особенностях проектирования УСШН при наличии в штанговой колонне ступеней из различного материала. Покажем, как в диапазоне значений  $\mu < 0,8$  можно приближенно (без трудоемкого поиска с применением специализированного программного обеспечения точных решений систем дифференциальных уравнений, описывающих работу штанговой колонны) учесть наличие в проектируемой колонне СПШ в рамках существующих относительно простых расчетных методик. Сделать это можно путем обобщения введенного А.С. Вирновским [12] коэффициента пропорциональности между перемещением ТПШ за период начальной деформации и полной величиной статической деформации штанг и труб на случай штанг из разного материала. Идея основана на том факте, что для расчета параметров работы УСШН со ступенчатой колонной стальных штанг, как правило, используют средневзвешенные по длине колонны площадь штанг и их диаметр [7, 8, 10 и др.]. Для приближенного учета наличия в штанговой колонне ступеней из различного материала используем аналогичным образом определенные средневзвешенные по длине колонны свойства материала штанг.

С этой целью воспользуемся «классическим» решением А.С. Вирновского задачи об определении периода начальной деформации штанг и труб при свободном нижнем конце НКТ [12]. В соответствии с ним, если обозначить через  $u$  перемещение точки подвеса штанг, а через  $u_{um}$  и  $u_{mp}$  — величины деформации штанг и труб, то для бесконечно малого перемещения ТПШ можно записать:

$$dy = du_{um} + du_{mp} = du_{um} \left( 1 + \frac{du_{mp}}{du_{um}} \right) = \frac{1}{\Psi} du_{um} \quad (6)$$

где  $\Psi$  — коэффициент пропорциональности между перемещением ТПШ за период начальной деформации и полной величиной статической деформации штанг и труб, доли ед.:  $\Psi = 1 / \left( 1 + \frac{du_{mp}}{du_{um}} \right)$ .

Если за время, отвечающее перемещению ТПШ  $du$ , давление под плунжером упало на величину  $dp$ , тогда в случае стальных штанг деформации  $u_{um}$  и  $u_{mp}$  получат приращения:

$$du_{um} = \frac{F_{nl} L_n}{E f_{um}} dp; \quad du_{mp} = \frac{F_{nl} L_n}{E f_{mp}} dp,$$

где  $F_{nl}$  — площадь плунжера насоса, м<sup>2</sup>.

Откуда  $\frac{du_{mp}}{du_{um}} = \frac{f_{um}}{f_{mp}}$  и

$$\Psi = \frac{1}{\left(1 + \frac{f_{um}}{f_{mp}}\right)}. \quad (7)$$

Если колонна штанг ступенчатая, в (7) необходимо подставлять среднюю площадь штанг, которая вычисляется по формуле:

$$\bar{f}_{um} = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \frac{\varepsilon_i}{f_{umi}}}, \quad (8)$$

где  $i$  — номера ступени штанговой колонны;  $k$  — количество ступеней;  $\varepsilon_i$  — доля длины ступени, состоящей из штанг с площадью поперечного сечения  $f_{umi}$  от общей длины штанговой колонны  $L_n$ ;  $\varepsilon_i = l_{umi}/L_n$ .

Соответственно

$$\Psi = \frac{1}{\left(1 + \frac{f_{um}}{\bar{f}_{mp}}\right)}. \quad (7')$$

При использовании СПШ, как уже отмечалось, для обеспечения устойчивой работы УСШН при ходе штанг вниз нижнюю часть колонны обычно на 30..50 % от общей длины подвески делают стальной. Хотя теоретически не исключена и ситуация, когда по каким-либо причинам штанговая колонна будет состоять из стального «тяжелого низа», стеклопластиковой «середины» и верхней ступени из стали. С учетом этого рассмотрим общий случай, — предположим, что мы имеем трехступенчатую колонну штанг, в которой как нижняя (первая от насоса) ступень длиной  $l_{um1}$ , так и вторая и третья (от насоса) ступени длиной соответственно  $l_{um2}$  и  $l_{um3}$ , — сделаны из разных материалов. В этом случае приращение деформации штанг будет складываться из приращений деформации соответствующих ступеней:

$$\begin{aligned} du_{um} &= du_{um1} + du_{um2} + du_{um3} = \frac{F_{nl} l_{um1}}{E_1 f_{um1}} dp + \\ &\frac{F_{nl} l_{um2}}{E_2 f_{um2}} dp + \frac{F_{nl} l_{um3}}{E_3 f_{um3}} dp = \\ &= dp F_{nl} \left( \frac{l_{um1}}{E_1 f_{um1}} + \frac{l_{um2}}{E_2 f_{um2}} + \frac{l_{um3}}{E_3 f_{um3}} \right), \quad (9) \end{aligned}$$

где  $l_{um1}$ ,  $l_{um2}$ ,  $l_{um3}$  — длина соответственно первой,

второй и третьей от насоса ступени штанговой колонны;  $E_1, E_2, E_3$  — модуль упругости материала соответственно первой, второй и третьей от насоса ступеней колонны;  $f_{um1}, f_{um2}, f_{um3}$  — площадь поперечного сечения штанг соответственно первой, второй и третьей от насоса ступеней колонны.

Тогда

$$\begin{aligned} \frac{du_{mp}}{du_{um}} &= \frac{\frac{F_{nl} L_n}{E_{mp} f_{mp}} dp}{dp F_{nl} \left( \frac{l_{um1}}{E_1 f_{um1}} + \frac{l_{um2}}{E_2 f_{um2}} + \frac{l_{um3}}{E_3 f_{um3}} \right)} = \\ &= \frac{L_n}{E_{mp} f_{mp} \left( \frac{l_{um1}}{E_1 f_{um1}} + \frac{l_{um2}}{E_2 f_{um2}} + \frac{l_{um3}}{E_3 f_{um3}} \right)}, \quad (10) \end{aligned}$$

где  $E_{mp}$  — модуль упругости материала НКТ,

откуда (11):

$$\Psi' = \frac{1}{\left(1 + \frac{du_{mp}}{du_{um}}\right)} = \frac{1}{\left(1 + \frac{L_n}{E_{mp} f_{mp} \left( \frac{l_{um1}}{E_1 f_{um1}} + \frac{l_{um2}}{E_2 f_{um2}} + \frac{l_{um3}}{E_3 f_{um3}} \right)}\right)}$$

где  $\Psi'$  — коэффициент пропорциональности между перемещением ТПШ УСШН за период начальной деформации и полной величиной статической деформации штанг и труб в случае комбинированной штанговой колонны, д. ед.

Выражение для статической деформации штанг и труб соответственно примет вид

$$\lambda'_{cm} = P_{ж} \left( \frac{L_n}{E_{mp} f_{mp}} + \frac{l_{um1}}{E_1 f_{um1}} + \frac{l_{um2}}{E_2 f_{um2}} + \frac{l_{um3}}{E_3 f_{um3}} \right), \quad (12)$$

где  $\lambda'_{cm}$  — статическая деформация штанг и труб в случае комбинированной штанговой колонны, м.

Изложенный подход позволяет без проведения громоздких и трудоемких точных расчетов в первом приближении учесть последствия включения в проектируемую штанговую колонну СПШ при оценке статической и динамической потери хода плунжера насоса.

Расчет веса таких штанг в воздухе трудностей не вызывает — для стеклопластиковых ступеней необходимо просто использовать соответствующий погонный вес. При определении веса комбинированной колонны в жидкости можно воспользоваться неким усредненным значением плотности материала штанг, вычисленным по формуле:

$$\bar{\rho}_{um} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 \frac{\varepsilon_i}{\rho_{umi}}}, \quad (13)$$

где  $\bar{\rho}_{ум}$  — средневзвешенная плотность материала штанг, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{умi}$  — плотность материала штанг  $i$ -й ступени, кг/м<sup>3</sup>.

Та же логика «напршивается» и при определении остальных величин, зависящих от свойств материала штанг и необходимых для оценки динамических составляющих нагрузки (колебательной и инерционной), в частности модуля упругости комбинированной колонны и скорости звука в штангах:

$$\bar{E} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 \frac{\epsilon_i}{E_i}}, \quad (14)$$

где  $\bar{E}$  — средневзвешенный модуль упругости штанговой колонны, Па;  $E_i$  — модуль упругости материала штанг  $i$ -й ступени, Па.

$$\bar{a} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 \frac{\epsilon_i}{a_i}}, \quad (15)$$

где  $\bar{a}$  — средневзвешенная скорость звука в штанговой колонне, м/с;  $a_i$  — скорость звука в материале штанг  $i$ -й ступени, м/с:

$$a_i = \sqrt{\frac{E_i}{\rho_i}}.$$

С учетом изложенного, а также исключив по понятным причинам из рассмотрения принятые А.С. Вирновским при выводе своих формул допущения по соотношению плотностей жидкости и материала штанг, можно получить следующие выражения для приближенного расчета колебательной и инерционной составляющих нагрузки в ТПШ УСШН с балансирным станком-качалкой и комбинированной штанговой колонной:

$$P_{ин} = \frac{\alpha_1^2 P_{ум} S_0 \left(\frac{\pi n}{30}\right)^2 \left(\alpha_2 - \frac{2\lambda'_{cm}}{\Psi' S_0}\right) \left(1 - \frac{\Psi'}{2}\right)}, \quad (16)$$

где  $P_{ин}$  — инерционная составляющая нагрузки в ТПШ УСШН, Н;  $\alpha_1, \alpha_2$  — коэффициенты, характеризующие отклонение закона движения ТПШ станка-качалки от гармонического. В первом приближении могут быть приняты равными соответственно  $\alpha_1 = \sqrt{1,2}$  и  $\alpha_2 = 1$ ;  $P_{ум}$  — вес штанг в воздухе, Н:

$$P_{ум} = L_n \sum_{i=1}^3 (\epsilon_i q_{умi});$$

$q_{умi}$  — погонный вес штанг  $i$ -й ступени, Н/м.

$$P_{кол} = \alpha_1 \frac{D_{нл}}{\bar{d}_{ум}} \sqrt{g \left(\frac{\pi n}{30}\right)^2 \frac{\rho_{см}}{\bar{\rho}_{ум}} \alpha_2 \Psi' - \frac{\lambda'_{cm}}{S_0} \left(P_{ум} + (1 - \ln 2) \frac{F_{нл} - \bar{f}_{ум} P_{ж}}{f'_{тр} - \bar{f}_{ум}}\right)}, \quad (17)$$

где  $P_{кол}$  — колебательная составляющая нагрузки в ТПШ УСШН, Н;  $\bar{d}_{ум}$  — средневзвешенный диаметр штанговой колонны, м:

$$\bar{d}_{ум} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 \frac{\epsilon_i}{d_{умi}}};$$

$\rho_{см}$  — средняя плотность водонефтегазовой смеси в НКТ, кг/м<sup>3</sup>.

При расчете силы трения штанг о трубы в рамках принятых допущений целесообразно применить «средний коэффициент трения штанг о трубы»:

$$\bar{f} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 \frac{\epsilon_i}{f_i}}, \quad (18)$$

где  $f_i$  — коэффициент трения о трубы штанг  $i$ -й ступени.

Полученные аналогичным путем выражения для приближенного расчета статической и инерционной (без учета собственных колебаний штанг) потери хода плунжера, а также колебательной и инерционной составляющих нагрузки в ТПШ УСШН с безбалансирным цепным приводом и комбинированной штанговой колонной приведены в работе [13]. Здесь представляется уместным обратить внимание читателя на то обстоятельство, что, поскольку цепные приводы создавались именно как инструмент реализации тихоходных длинноходовых режимов откачки, т. е. обеспечения работы УСШН при малых значениях параметра Коши, учет собственных колебаний штанг в данном случае едва ли имеет смысл. Действительно, даже при максимальной частоте качаний 4 мин<sup>-1</sup>, обеспечиваемой наиболее мощным из серийно выпускаемых в настоящее время цепных приводов RF 900 грузоподъемностью 16,3 т и глубине спуска насоса на трехступенчатой колонне штанг 5000 м параметр Коши равен  $(3,14 \cdot 4 \cdot 5000) / (30 \cdot 5399) \approx 0,39$ , то есть режим работы УСШН с цепными приводами в любом случае остается «статическим».

Несмотря на сугубо приближенный характер полученных формул, их использование предотвращает грубые ошибки в оценке производительности насоса при применении комбинированных штанговых колонн. В заключение проиллюстрируем на конкретных примерах, как можно, пользуясь рассмотренным подходом, оценить в первом приближении «последствия применения СПШ» на реальных скважинах, эксплуатируемых балансирными станками-качалками и безбалансирными цепными приводами.

**Исходные данные для проектирования УСНН с приводом СКД10-3,5-5600 на скв. № 29320 НГДУ «Азнакаевскнефть»**

|  |              |
|--|--------------|
| Месторождение .....  | Ромашкинское |
| Эксплуатируемый горизонт .....   | Пашийский    |
| Заданный статический уровень, м .....  | 266          |
| Пересчитанное пластовое давление, МПа .....  | 17,7         |
| Расчетный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа .....                                  | 8,53         |
| Вязкость пластовой нефти, МПа·с .....  | 3,8          |
| Газовый фактор при давлении насыщения, м <sup>3</sup> /т .....                                       | 63,4         |
| Обводненность продукции скважины, % .....  | 94           |
| Средневзвешенный зенитный угол (в расчетах свойств жидкости в НКТ принят постоянным по стволу) ..... | 15°          |
| Устьевое давление, МПа .....   | 8            |
| Затрубное давление, МПа .....  | 1,14         |
| Прежний дебит скважины по жидкости, м <sup>3</sup> /сут .....  | 65           |
| Ожидаемый дебит скважины по жидкости, м <sup>3</sup> /сут .....                                      | 56,5         |
| Прежний динамический уровень в скважине, м .....   | 616          |
| Ожидаемый динамический уровень в скважине, м .....   | 813          |
| Средняя плотность смеси (НКТ диам. <sub>вн</sub> =76 мм), кг/м <sup>3</sup> .....                    | 1145         |
| Эффективная вязкость продукции в НКТ, МПа·с .....  | 2            |
| Типоразмер насоса .....  | 25-225-ТНМ   |

**Параметры работы на скв. № 1647 НГДУ «Бавлынефть» УСНН с приводом ЦП 80-6-1/4**

|   |                         |
|---|-------------------------|
| Месторождение .....   | Сабанчинское            |
| Эксплуатируемый горизонт .....                                      | Бобриковский+Радаевский |
| Расстояние до кровли пласта, м .....                                | 1453,6                  |
| Заданный статический уровень, м .....                               | 552                     |
| Пересчитанное пластовое давление, МПа .....                         | 9                       |
| Расчетный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа ..... | 38,23                   |
| Обводненность продукции скважины, % .....                           | 85                      |
| Вязкость пластовой нефти, МПа·с .....                               | 25                      |
| Давление насыщения нефти, МПа .....                                 | 4                       |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т .....                             | 16                      |
| Зенитные углы, градус:  |                         |
| – на глубине спуска насоса .....                                    | 26,2                    |
| – на уровне кровли пласта .....                                     | 22,5                    |
| – средний на интервале «устье-насос» .....                          | 13,1                    |
| – средний на интервале «насос-кровля пласта» .....                  | 24,3                    |
| Затрубное давление, МПа .....                                       | 1,23                    |
| Устьевое давление, МПа .....  | 0,4                     |
| Дебит скважины по жидкости, м <sup>3</sup> /сут .....               | 68                      |
| Динамический уровень, м .....                                       | 777                     |
| Забойное давление, МПа .....  | 7,31                    |
| Минимально допустимое забойное давление, МПа .....                  | 4,2                     |
| Частота качаний ТПШ, мин <sup>-1</sup> .....                        | 2,3                     |
| Мощность электродвигателя привода, кВт .....                        | 22                      |

Таблица 1  
**Расчетные параметры работы насосной установки с приводом СКД10-3,5-5600 на скв. № 29320 НГДУ «Азнакаевскнефть»**

| Параметры/Штанги   | Стальные   |            |            |            |            |            | Стеклопластиковые |            |  |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------------|------------|--|
|  | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8                 | 9          |  |
| 1  |            |            |            |            |            |            |                   |            |  |
| Длина хода ТПШ привода, м  | 1,6        | 2          | 2,4        | 2,8        | 3,5        | 2,4        | 2,8               | 3,5        |  |
| Частота качаний ТПШ привода, мин <sup>-1</sup>                                       | 12         | 10,8       | 9,2        | 7,7        | 6,5        | 12         | 12                | 12         |  |
| Длина нижней (диаметром 25 мм) ступени колонны штанг, м                              | 250        | 250        | 250        | 251        | 250        | 318        | 318               | 318        |  |
| Длина средней (диаметром 22 мм) ступени колонны штанг, м                             | 0          | 126        | 298        | 305        | 351        | 0          | 0                 | 0          |  |
| Длина верхней (диаметром 25 мм) ступени колонны штанг, м                             | 810        | 684        | 512        | 504        | 460        | 742        | 742               | 742        |  |
| Доля длины нижней ступени, %   | 24         | 24         | 24         | 24         | 24         | 30         | 30                | 30         |  |
| Доля длины средней ступени, %  | 0          | 12         | 28         | 29         | 33         | 0          | 0                 | 0          |  |
| Доля длины верхней ступени, %  | 76         | 65         | 48         | 48         | 43         | 70         | 70                | 70         |  |
| Параметр Коши  | 0,27       | 0,23       | 0,19       | 0,16       | 0,14       | 0,27       | 0,27              | 0,27       |  |
| Средний погонный вес штанг с муфтами, Н/м  | 41,6       | 40,5       | 38,9       | 38,8       | 38,4       | 19,0       | 19,0              | 19,0       |  |
| Статическая потеря хода плунжера насоса, м   | 0,63       | 0,71       | 0,74       | 0,74       | 0,74       | 1,46       | 1,52              | 1,78       |  |
| Динамическая потеря хода плунжера насоса, м  | 0,55       | 0,46       | 0,60       | 0,65       | 0,93       | 1,79       | 1,95              | 2,18       |  |
| Коэффициент потери подачи из-за потери хода плунжера<br>( $1 - \lambda/S_0$ ), Д.ед. | 0,66       | 0,77       | 0,75       | 0,77       | 0,73       | 0,25       | 0,30              | 0,38       |  |
| Расчетный коэффициент подачи, доли ед.   | 0,61       | 0,71       | 0,69       | 0,71       | 0,68       | 0,24       | 0,28              | 0,35       |  |
| Дебит по жидкости при работе в расчетном режиме, м <sup>3</sup> /сут                 | 43,0       | 56,6       | 56,2       | 56,4       | 56,7       | 24,9       | 34,7              | 54,0       |  |
| Динамический уровень при работе в расчетном режиме, м                                | 536        | 816        | 807        | 810        | 818        | 266        | 375               | 760        |  |
| Подвеска насоса, м (давление на приеме, МПа)   | 1060 (4,6) | 1060 (2,8) | 1060 (2,8) | 1060 (2,8) | 1060 (2,7) | 1060 (6,4) | 1060 (5,7)        | 1060 (3,1) |  |
| Вес жидкости при расчетном динамическом уровне<br>в скважине, Н                      | 46 516     | 51 258     | 51 099     | 51 254     | 51 331     | 41 955     | 43 900            | 50 351     |  |
| Вес штанг в жидкости (с учетом кривизны скважины), Н                                 | 36 420     | 35 401     | 34 010     | 33 953     | 33 585     | 10 635     | 10 635            | 10 635     |  |
| Сила трения штанг о трубы при ходе вниз/вверх, Н                                     | 1332/2941  | 1293/3052  | 1238/2993  | 1235/2995  | 1221/2983  | 382/1380   | 381/1422          | 381/1562   |  |
| Гидродинамическое трение штанг при ходе вниз/вверх, Н                                | 73/-21     | 77/-23     | 72/-23     | 70/-23     | 72/-24     | 109/-27    | 127/-32           | 159/-40    |  |
| Сила трения в плунжерной паре насоса, Н  | 1 261      | 1 261      | 1 261      | 1 261      | 1 261      | 1 261      | 1 261             | 1 261      |  |
| Сопротивление в клапане насоса, Н  | 1 646      | 1 646      | 1 646      | 1 666      | 1 654      | 1 646      | 1 666             | 1 654      |  |

Продолжение таблицы 1

| 1  | 2               | 3                | 4       | 5                     | 6            | 7               | 8       | 9       |
|--|-----------------|------------------|---------|-----------------------|--------------|-----------------|---------|---------|
| Динамическая (колебательная + инерционная) нагрузка в ТПЩ, Н         | -496            | 3 689            | 7 585   | 9 193                 | 11 254       | -8 033          | -5 361  | -3 844  |
| Максимальная нагрузка в ТПЩ, Н                                       | 87 120          | 94 641           | 96 925  | 98 634                | 100 391      | 55 207          | 57 188  | 63 767  |
| Минимальная нагрузка в ТПЩ, Н  | 32 117          | 27 444           | 22 211  | 20 529                | 18 124       | 7 267           | 7 224   | 7 198   |
| Допустимая минимальная нагрузка в ТПЩ (1/3 веса штанг в жидкости), Н | 12 140          | 11 800           | 11 337  | 11 318                | 11 195       | 3 545           | 3 545   | 3 545   |
| Приведенное напряжение в нижней ступени, МПа                         | 78              | 87               | 89      | 90                    | 91           | 70              | 73      | 82      |
| Приведенное напряжение в средней ступени, МПа                        | 0               | 115              | 124     | 126                   | 131          | 0               | 0       | 0       |
| Приведенное напряжение в ТПЩ, МПа                                    | 100             | 115              | 123     | 126                   | 131          | 74              | 77      | 87      |
| Необходимое уравновешивающее усилие, Н                               | 59 678          | 61 030           | 59 559  | 59 580                | 59 251       | 31 613          | 32 586  | 35 811  |
| Расчетный пиковый крутящий момент на редукторе, Н·м                  | 21 249          | 32 317           | 43 038  | 52 452                | 69 003       | 27 873          | 33 856  | 47 776  |
| Пиковый крутящий момент на редукторе с поправкой 20 %, Н·м           | 25 499          | 38 780           | 51 646  | 62 942                | 82 803       | 33 448          | 40 627  | 57 332  |
| Мощность электродвигателя (потребная/установленная), кВт             | 19,8/30         | 22,3/30          | 22,5/30 | 22,2/30               | 23,1/30      | 36/40           | 34,4/40 | 35,7/40 |
| Пиковая мощность, потребляемая установкой, кВт                       | 25,7            | 28,4             | 28,7    | 28,3                  | 29,4         | 47,6            | 45,7    | 48,7    |
| Суточное потребление энергии, кВт·ч                                  | 618             | 681              | 689     | 678                   | 707          | 1 143           | 1 097   | 1 170   |
| Удельные энергозатраты, кВт·ч/м <sup>3</sup> ·км                     | 12,7            | 8,6              | 8,8     | 8,6                   | 8,9          | 52,9            | 32,4    | 16,1    |
| Удельные энергозатраты, кВт·ч/м <sup>3</sup>                         | 14,4            | 12,0             | 12,3    | 12,0                  | 12,5         | 45,9            | 31,6    | 21,6    |
| Время наработки штангами 5,5 млн циклов при непрерывной работе       | 9 мес. и 18 дн. | 10 мес. и 24 дн. | 1 год   | 1 год 2 мес. и 12 дн. | 1 год 6 мес. | 9 мес. и 18 дн. |         |         |

В первом случае рассчитаем несколько различных режимов работы УСШН со стальными и комбинированными штанговыми колоннами на скв. № 29320 НГДУ «Азнакаевскнефть» при глубине подвески насоса диаметром 57 мм 1060 м. В качестве привода штангового насоса примем станок-качалку СКД10-3,5-5600.

Результаты расчетов сведены в табл. 1, из которой видим, что режим работы УСШН во всех случаях является «статическим» — величина параметра Коши не превышает 0,3 даже при максимально возможной частоте качаний. При этом снижение динамических нагрузок, а также заметное сокращение потери хода плунжера на ряде режимов работы с малой длиной хода и большим числом качаний должно иметь место и в случае компоновки колонны из стальных штанг.

В то же время применение на рассматриваемой скважине СПШ, как и следовало ожидать, приведет не к перепроизводительности, а к резкому снижению коэффициента подачи и достижимой на данной скважине производительности УСШН, росту удельных энергозатрат на подъем продукции, а также снижению срока службы скважинного оборудования.

Возможна, однако, и другая ситуация, когда при помощи грамотного применения СПШ удастся решить задачу проектирования форсированного отбора без замены других элементов УСШН, получив уже упоминавшийся приемлемый компромисс между потерей производительности и ростом нагрузок в ТПШ.

Рассмотрим скв. 1647 НГДУ «Бавлынефть», эксплуатировавшуюся на момент написания данной работы УСШН с цепным приводом ЦП 80-6-1/4 производства Бугульминского механического завода и насосом 30-275ТНМ.

Предположим, что возникла необходимость максимально возможного форсирования отбора без изменения способа эксплуатации скважины. Предельная частота качаний привода ЦП 80-6-1/4 составляет  $4 \text{ мин}^{-1}$ , что с используемым насосом при коэффициенте подачи 0,8 может обеспечить производительность УСШН  $\approx 106 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Пользуясь приведенными исходными данными легко подсчитать, что при этом динамический уровень в скважине должен составлять  $\approx 930 \text{ м}$ , а глубина подвески насоса для обеспечения нормального давления на его приеме —  $\approx 1200 \text{ м}$ . Очевидно, что при таких параметрах режим работы УСШН заведомо «статический».

Сравнительная оценка результатов проектирования УСШН с различными вариантами компоновки штанговой колонны на скв. № 1647 НГДУ «Бавлынефть» при форсировании отбора жидкости приведена в табл. 2.

Как видно из табл. 2, применение равнопрочной ступенчатой колонны стальных штанг диаметром 22 и 25 мм при реализации заданного режима работы УСШН приведет к превышению как технической характеристики привода по допустимой нагрузке в ТПШ, так и допускаемых приведенных напряжений в штангах. Использование для тех же целей комбинированной колонны из СПШ и стальных штанг диаметром 25 мм позволяет подобрать соотношение длины стеклопластиковой и стальной ступеней, при которой в полном объеме обеспечивается решение поставленной задачи без выхода параметров работы элементов УСШН за рамки их технических характеристик.

## Выводы

1. Проанализированы некоторые аспекты применения СПШ при подъеме продукции из скважин средней и большой глубины. Наиболее эффективно применение СПШ при минимальной длине хода и максимальном числе качаний ТПШ в процессе откачки маловязкой жидкости из глубоких скважин в осложненных условиях.
2. Применение СПШ для реализации «эффекта перепроизводительности» при эксплуатации УСШН скважин средней глубины нецелесообразно.
3. Для эффективного применения СПШ необходимо тщательное индивидуальное проектирование УСШН для каждой скважины.
4. Предложен упрощенный подход и на его основе получены приближенные формулы для расчета параметров комбинированных штанговых колонн (состоящих из штанг из разных материалов, например, стальных и стеклопластиковых), потери хода плунжера, а также составляющих экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг УСШН.
5. На конкретных примерах расчета с использованием полученных выражений проиллюстрированы характерные варианты применения СПШ при эксплуатации УСШН скважин средней глубины.

## Список литературы

1. Petroleum Engineering Handbook /Editor-in-Chief Howard B. Bradley; Associate Editor Fred W. Gipson (et al.). Richardson, TX, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers, 2005. — Pp. 9-1 — 9-14.

Таблица 2

Сравнительная оценка результатов проектирования УСШН с приводом ПЦ 890-6-1/4 производства БМЗ и различными вариантами компоновки штанговой колонны на скв. № 1647 НГДУ «Бавлынефть» при форсировании отбора жидкости

| Параметры/Штанги   | Стальные  |          |           | Стеклопластиковые |           |   |
|--|-----------|----------|-----------|-------------------|-----------|---|
|  | 1         | 2        | 3         | 4                 | 5         | 6 |
| Длина хода точки подвеса штанг привода, м  | 6         |          |           |                   |           |   |
| Частота качаний точки подвеса штанг привода, мин <sup>-1</sup>                       | 4         |          |           |                   |           |   |
| Длина нижней (диаметром 25 мм) ступени штанговой колонны, м                          | 76        | 360      | 600       | 840               | 960       |   |
| Длина средней (диаметром 22 мм) ступени штанговой колонны, м                         | 686       | 0        | 0         | 0                 | 0         | 0 |
| Длина верхней (диаметром 25 мм) ступени штанговой колонны, м                         | 438       | 840      | 600       | 360               | 240       |   |
| Доля длины нижней ступени, %   | 6         | 30       | 50        | 70                | 80        |   |
| Доля длины средней ступени, %  | 57        | 0        | 0         | 0                 | 0         | 0 |
| Доля длины верхней ступени, %  | 37        | 70       | 50        | 30                | 20        |   |
| Средний погонный вес штанг с муфтами, Н/м  | 36,0      | 19,0     | 25,5      | 31,9              | 35,2      |   |
| Статическая потеря хода плунжера насоса, м   | 0,55      | 1,20     | 1,05      | 0,83              | 0,72      |   |
| Динамическая потеря хода плунжера насоса, м  | 0,45      | 1,08     | 0,90      | 0,68              | 0,58      |   |
| Коэффициент потери подачи из-за потери хода плунжера ( $1 - \lambda/S_0$ ), доли ед. | 0,93      | 0,82     | 0,85      | 0,89              | 0,90      |   |
| Расчетный коэффициент подачи нового насоса, доли ед.                                 | 0,86      | 0,76     | 0,79      | 0,83              | 0,84      |   |
| Дебит по жидкости при работе установки в расчетном режиме, м <sup>3</sup> /сут       | 114,4     | 101,3    | 105,0     | 109,6             | 111,7     |   |
| Динамический уровень при работе установки в расчетном режиме, м                      | 916       | 875      | 892       | 904               | 910       |   |
| Погружение насоса под уровень, м   | 284       | 325      | 308       | 296               | 290       |   |
| Давление на приеме насоса, МПа   | 3,7       | 4        | 3,9       | 3,8               | 3,7       |   |
| Забойное давление, МПа   | 6,09      | 6,44     | 6,29      | 6,19              | 6,14      |   |
| Вес жидкости при расчетном динамическом уровне в скважине, Н                         | 31 812    | 30 625   | 31 120    | 31 543            | 31 743    |   |
| Вес штанг в жидкости (с учетом кривизны скважины), Н                                 | 37 230    | 14 181   | 21 083    | 29 049            | 33 430    |   |
| Сила трения штанг о трубы при ходе вниз/вверх, Н                                     | 2319/4172 | 803/2023 | 1208/2570 | 1704/3236         | 1996/3627 |   |
| Гидродинамическое трение штанг при ходе вниз/вверх, Н                                | 50/-36    | 70/-29   | 70/-25    | 70/-25            | 70/-25    |   |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                        | 3      | 4      | 5      | 6      |
|--|--------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Сила трения в плунжерной паре насоса, Н                              |                          |        | 1 046  |        |        |
| Сопротивление в клапане насоса, Н                                    |                          |        | 915    |        |        |
| Динамическая (колебательная + инерционная) нагрузка в ТПШ, Н         | 11 660                   | 5 427  | 6 459  | 8 392  | 9 806  |
| Максимальная нагрузка в ТПШ, Н                                       | 85 884                   | 53 272 | 62 253 | 73 240 | 79 627 |
| Минимальная нагрузка в ТПШ, Н  | 21 241                   | 5 920  | 11 385 | 16 921 | 19 597 |
| Допустимая минимальная нагрузка в ТПШ (1/3 веса штанг в жидкости), Н | 12 410                   | 4 727  | 7 028  | 9 683  | 11 143 |
| Приведенное напряжение в нижней ступени, МПа                         | 0,0                      | 58,2   | 68,9   | 83,3   | 92,6   |
| Приведенное напряжение в средней ступени, МПа                        | 107,3                    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
| Приведенное напряжение в ТПШ, МПа                                    | 107,3                    | 72,3   | 81,1   | 92,5   | 99,6   |
| Необходимый вес дополнительных уравновешивающих грузов, Н            | 37 202                   | 13 559 | 20 709 | 28 886 | 33 367 |
| Пиковый крутящий момент на редукторе, Н·м                            | 11 597                   | 8 421  | 9 069  | 10 065 | 10 740 |
| Рабочий крутящий момент на редукторе, Н·м                            | 7 468                    | 6 499  | 6 782  | 7 093  | 7 267  |
| Потребная мощность электродвигателя, кВт                             | 18,5                     | 15,4   | 16,3   | 17,3   | 17,9   |
| Пиковая мощность, потребляемая установкой, кВт                       | 23,1                     | 19,6   | 20,6   | 21,7   | 22,4   |
| Суточное потребление энергии, кВт·ч                                  | 555                      | 471    | 494    | 522    | 537    |
| Удельные энергозатраты, кВт·ч./м <sup>3</sup> ·км                    | 6,1                      | 6,1    | 6,1    | 6      | 6,1    |
| Удельные энергозатраты, кВт·ч./м <sup>3</sup>                        | 4,9                      | 4,7    | 4,7    | 4,8    | 4,8    |
| Время наработки штангами 5,5 млн циклов при непрерывной работе       | 2 года 4 месяца и 24 дня |        |        |        |        |

2. Насосные штанги из стеклопластика / П.А. Алиевский, И.А. Арутюнов, Р.М. Бикчентаев, В.А. Оганесов, В.И. Каложный, И.С. Шакин // Нефтяное хозяйство – 2003. – № 12. – С. 62-66.
3. ГОСТ Р 511612002. Штанги насосные, устьевые штоки и муфты к ним. Технические условия.
4. Адонин А.Н., Белов И.Г. Работа насосной установки на больших глубинах // Тр. / АзНИИ ДН, Азнефтеиздат, 1954. – Вып. I. – С. 80-112.
5. Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. – М.: Недра, 1964. – 264 с.
6. Драготеску Н.Д. Глубиннонасосная добыча нефти – М.: Недра, 1966. – 417 с.
7. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 449 с.
9. Ришмюллер Г., Майер Х. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами. – Терниц; Шелер-Блекманн ГМБХ, 1988. – 150 с.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
11. Яворский Б.М., Пинский А.А. Основы физики. Т. II. – М.: Наука, 1972. – 736 с.
12. Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти: Избранные труды // Тр./ВНИИ. – М.: Недра, 1971. – Вып. LVII. – 184 с.
13. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2004. – 492 с.
14. Применение установок скважинных штанговых насосов с цепными приводами для эксплуатации скважин в ОАО «Татнефть» / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, В.М. Валовский, И.Г. Шамсутдинов, Н.В. Федосенко, К.В. Валовский: Сб. материалов V Конгресса нефтегазопромышленников России. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2004. – С. 127-128.

## ВЛИЯНИЕ КОЛЬМАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ В ПЛАСТ НА КИН

Тронов В.П. (ТатНИПИнефть)

Приемлемый уровень закачки воды на скважинах различных месторождений еще не означает эффективного вытеснения нефти. Необходимо знать, куда уходит закачиваемая вода и почему значительное количество нефти остается в пласте невытесненной.

Начальные балансовые запасы любого континуума или пласта в целом  $Q_0$  (без учета возможного изменения открытой пористости) определяется по известной формуле:

$$Q_0 = F \cdot b \cdot m_0 \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta, \quad (1)$$

где  $F$  – площадь нефтенасыщенности;  $b$  – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины континуума;  $m_0$  – среднее значение открытой пористости;  $K_n$  – среднее значение коэффициента нефтенасыщенности;  $q$  – коэффициент усадки нефти при разгазировании;  $\beta$  – среднее значение плотности нефти.

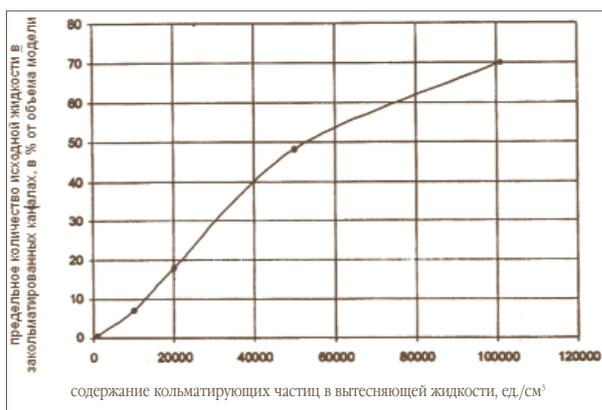


Рис. 1. Зависимость предельного количества «закольматированной» исходной жидкости в модели от содержания в вытесняющей жидкости кольматирующего вещества

Блокировка открытых пор пласта « $m_0$ » частицами любой природы, сопровождаемая невозможностью для воды войти в поры и, следовательно, вытеснения нефти, приводит к снижению извлекаемых запасов нефти любого континуума. Для перехода от неконтролируемого  $m_0$  к поддающейся расчету и определению проницаемости следует использовать известные зависимости проницаемости  $K$  от пористости  $m_0$ , виртуального радиуса поровых каналов, а также базовые формулы физики пласта.

Большие потери нефти связаны с экранированием закольматированными зонами целых блоков размещаемых за ними нормальных участков пласта, доступ вытесняющего агента к которым оказывается перекрытым.

Установлено [1, 3] влияние на конечные результаты вытеснения содержания в вытесняющей жидкости кольматирующего вещества. Так, при содержании кольматирующего вещества  $N = 100000$  ед./см³ (50 мг/л) уже при прокачке вытесняющей жидкости в количестве 80 % от объема модели процесс кольматации

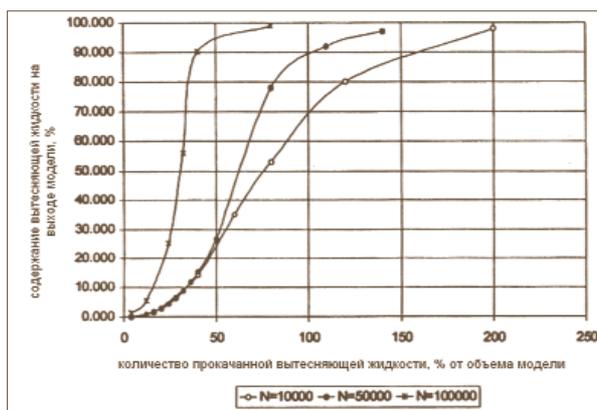


Рис. 2. Зависимость содержания вытесняющей жидкости на выходе из модели от общего ее прокачанного количества при различном содержании веществ

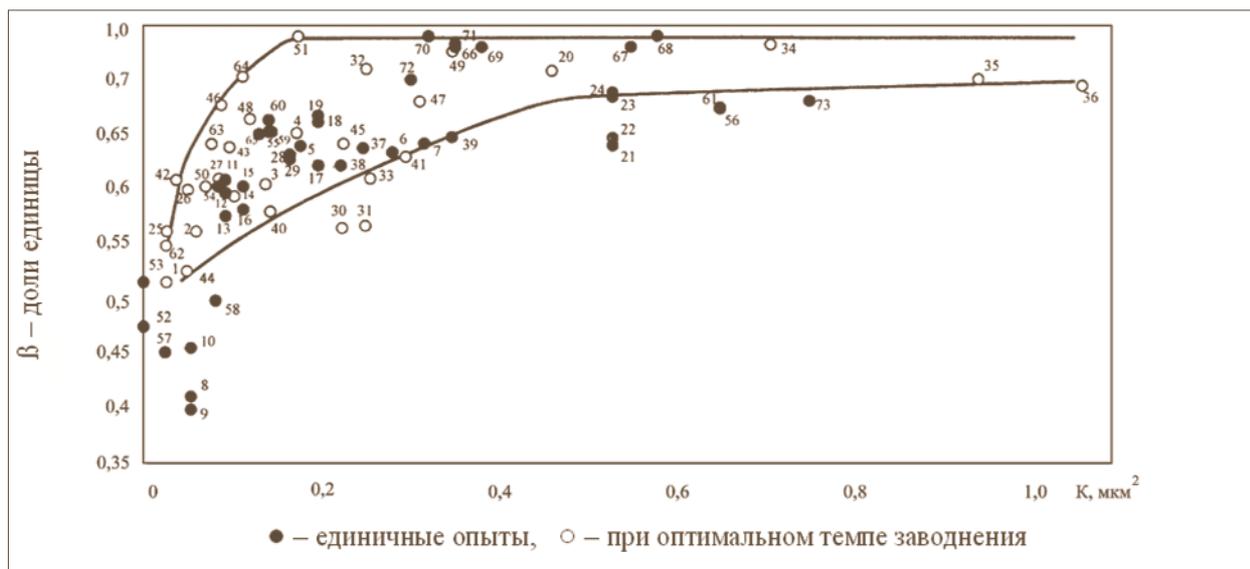


Рис. 3. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения  $\beta$  от проницаемости девонских песчаников [2]:

- |   |  |
|---|--|
| 1-3 – Алаторское ( $D_1$ );                     | 54-56 – Тузлукушевское ( $D_K$ );        |
| 4 – Алкинское ( $D_{KH} + D_1$ );               | 57-58 – Уршакское ( $D_1$ );             |
| 5-7 – Ахтинское ( $D_K$ );                      | 59-61 – Чекмагушевское ( $D_{KH}$ );     |
| 8-24 – Бузовьязовское ( $D_K + D_1$ );          | 62-63 – Югомашевское ( $D_{KH} + D_1$ ); |
| 25-27 – Искринское ( $D_1$ );                   | 64 – Янгурчинское ( $D_1$ );             |
| 28-29 – Кобаковское ( $D_{KH} + D_1$ );         | 65-68 – Таймурзинское ( $D_1$ );         |
| 30-36 – Кушкульское ( $D_1, D_{\Gamma}, D_H$ ); | 69-70 – Сатаевское ( $D_1, D_{IV}$ );    |
| 37-39 – Манчаровское ( $D$ );                   | 71 – Саннинское ( $D_1$ );               |
| 40-41 – Сайттовское ( $D_K$ );                  | 72 – Балкановское ( $D_1$ );             |
| 42-51 – Сергеевское ( $D_1, D_H, D_1 + D_H$ );  | 73 – Бирское ( $D_{KH}$ );               |
| 52-53 – Татышлинское;                           |  |

Таблица 1

Зависимость коэффициента нефтеизвлечения  $\beta$  от проницаемости девонских песчаников [2]

| Параметры           | Значения параметров |       |       |       |       |       |       |       |       |  |
|---------------------|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
|                     | 0,025               | 0,050 | 0,100 | 0,150 | 0,200 | 0,250 | 0,300 | 0,350 | 0,400 |  |
| $K, \text{ мкм}^2$  | 0,025               | 0,050 | 0,100 | 0,150 | 0,200 | 0,250 | 0,300 | 0,350 | 0,400 |  |
| $\beta_{\max}$      | 0,560               | 0,630 | 0,690 | 0,730 | 0,740 | 0,740 | 0,740 | 0,740 | 0,740 |  |
| $\beta_{\min}$      | 0,510               | 0,520 | 0,550 | 0,570 | 0,590 | 0,610 | 0,630 | 0,650 | 0,660 |  |
| $\beta_{\text{ср}}$ | 0,535               | 0,575 | 0,620 | 0,650 | 0,665 | 0,675 | 0,685 | 0,695 | 0,700 |  |
| $\Delta\beta \pm$   | 0,025               | 0,055 | 0,070 | 0,080 | 0,075 | 0,065 | 0,055 | 0,045 | 0,040 |  |

каналов завершается практически полностью. Количество исходных флюидов, оставшихся в закольматированных каналах, составляет примерно 70 %. При содержании кольматирующего вещества 1000 ед./см<sup>3</sup> процесс кольматации каналов завершается при прокачке вытесняющей жидкости в количестве около 200 % от объема модели. Суммарная зависимость количества «закольматированной» исходной жидкости от содержания в вытесняющей жидкости кольматирующего вещества для рассматриваемой модели показана на рис. 1 и 2.

О зависимости коэффициента извлечения нефти от проницаемости терригенных и карбонатных пористых пластов можно также судить по данным, приведенным в работах [2].

Как видно из рис. 3, большая часть экспериментов выполнена на девонских песчаниках проницаемостью от 0,025 до 0,350 мкм<sup>2</sup> [2].

Анализ результатов выполненных исследований позволяет представить табл. 1, пригодную для оценки среднего значения коэффициента нефтеизвлечения и

Результаты вытеснения нефти водой из песчаников бобриковского горизонта [2]

| Месторождение     | К, мкм <sup>2</sup> | m, % | S <sub>в.п.</sub> , % | Вязкость, мПа·с |      | Оптимальный темп заводнения, м/год | β <sub>max</sub> | S <sub>н.о.</sub> , % |
|-------------------|---------------------|------|-----------------------|-----------------|------|------------------------------------|------------------|-----------------------|
|                   |                     |      |                       | нефти           | воды |                                    |                  |                       |
| Алкинское         | 0,231               | 19,5 | 20,0                  | 7,0             | 1,3  | 470-580                            | 0,688            | 25,1                  |
| Кунгакское        | 0,273               | 21,0 | 13,0                  | 7,6             | 1,4  | 700-850                            | 0,666            | 29,0                  |
| Кунгакское        | 0,119               | 19,5 | 20,0                  | 7,6             | 1,4  | 50-150                             | 0,567            | 34,7                  |
| Чермасанское      | 0,561               | 22,2 | 9,2                   | 15,6            | 1,7  | <300                               | 0,650            | 31,7                  |
| Ново-Узыбашевское | 0,140               | 19,4 | 8,0                   | 18,4            | 1,4  | 200-500                            | 0,643            | 32,9                  |

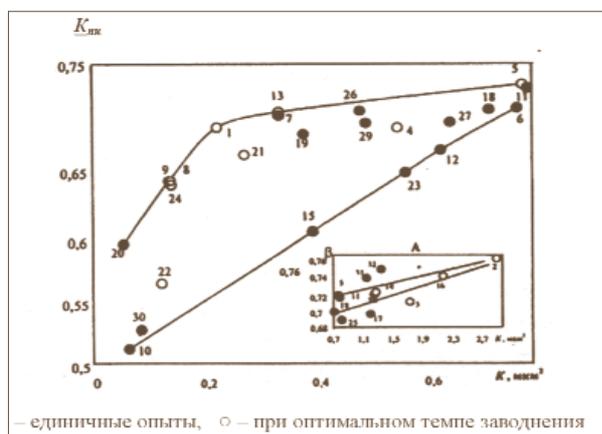
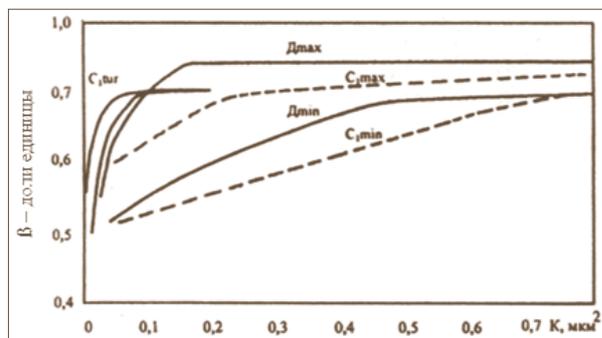


Рис. 4. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от проницаемости песчаников нижнего карбона [2]:

1 – Алкинское, 2-10 – Арланское, 11, 12 – Ахтинское, 13 – Бивашское, 14-15 – Илишевское, 16 – Сайтовское, 17 – Туймазинское, 18-20 – Татышлинское, 21, 22 – Кунгакское, 23 – Чермасанское, 24 – Ново-Узыбашевское, 25 – Н.Х. Арлан, 26 – Н.Б. Арлан, 27, 28 – Манчаровское, 29 – Менеузовское, 30, 31 – Михайловское, 32 – Туймазинское

Рис. 5. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от проницаемости (песчаники Д – девона, S<sub>1</sub> – нижнего карбона, S<sub>1 тур</sub> – карбонаты турнейского яруса) [2]

возможного интервала его отклонения, если прямое экспериментальное определение невозможно по причине отсутствия достаточного объема кернового материала.

Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от проницаемости для песчаников нижнего карбона приведена на рис. 4.

Данные опытов представлены в табл. 2 [2].

Сопоставления экспериментальных данных с коэффициентами нефтеизвлечения при заводнении песчаников девона (кыновского, пашийского, муллинского горизонтов) и нижнего карбона (тульского и бобриковского горизонтов) позволили отметить следующее.

В интервале проницаемости от 0,05 до 0,70 мкм<sup>2</sup> как максимальные, так и минимальные значения коэффициентов нефтеизвлечения у девонских песчаников несколько выше (рис. 5) [2].

Керновый материал, представляющий карбонатные отложения турнейского яруса, обработанного на нефтяных месторождениях Башкортостана, позволили получить зависимость коэффициента нефтеизвлечения от проницаемости, представленную на рис. 6 [2].

Сопоставление результатов вытеснения нефти водой из карбонатов турнейского яруса, песчаников девона и нижнего карбона позволило отметить следующее.

В продуктивных коллекторах проницаемостью от 0,025 до 0,100 мкм<sup>2</sup> коэффициенты нефтеизвлечения из карбонатов выше, чем из песчаников. Так, при проницаемости 0,05 мкм<sup>2</sup> коэффициент нефтеизвлечения из карбонатов изменяется в пределах от 0,655 до 0,685, в девонских песчаниках – от 0,520 до 0,630, а в песчаниках нижнего карбона – от 0,515 до 0,597.

Коэффициенты нефтеизвлечения из карбонатов турнейского яруса проницаемостью от 0,1 до 0,2 мкм<sup>2</sup>

превосходят максимальные значения этого показателя для песчаников нижнего карбона на 0,073–0,027.

Результаты исследования свидетельствуют также о том, что при движении с загрязнениями воды по трещинам проницаемость их стенок не сохраняется и уже через 6,5 суток снижается от 0,12 до 0,0015 мкм<sup>2</sup>. Причем смывание возникшей корки к улучшению результатов не приводит, а вот спиливание породы на 0,035 мм восстанавливало ее практически полностью (рис. 7) [4].

Это говорит о том, что при движении дисперсии по трещинам вдоль поверхности фильтрации проницаемость пористой среды, прилегающей в ней, не сохраняется, как это иногда ошибочно предполагается.

На рис. 7 приведены характерные зависимости изменения проницаемости образцов  $k$  во времени  $t$ , полученные при фильтрации сквозь песчаники яснополянских отложений грунтовой воды со средним содержанием взвешенных частиц 11 мг/л. Опыты выполняли одновременно с применением двух образцов с близкими характеристиками. Через один образец фильтрацию осуществляли при отсутствии движения вдоль поверхности, а через другой – при скорости движения воды по трещине вдоль поверхности 1,2 м/с. Из рис. 7 видно, что в обоих случаях за первые 6,5 сут проницаемость образцов резко снижается и стабилизируется на уровне соответственно 0,001 и 0,0015 мкм<sup>2</sup>. На поверхности фильтрации наблюдалась корка из взвешенных частиц [4].

Таким образом, закольматированная поверхность каналов высокой проводимости и трещин экранирует нефтенасыщенные массивы пористой среды, затрудняя или делая невозможным извлечение нефти.

Следовательно, кольматация пористой среды в процессе разработки нефтяных месторождений недопустима. К расчету потерь извлекаемых балансовых запасов нефти в связи с кольматацией пор и межпоровых каналов при закачке в пласты флюидов, содержащих ТВЧ, можно добавить следующее.

На рис. 8 представлена типичная картина (встречаются другие формы) изменения проницаемости  $K_1$  в функции  $V(\tau)$  – объема прокачанной жидкости  $V$  или времени закачки воды  $\tau$  при кольматации пористой среды взвешенными в воде и собственными ТВЧ пласта.

$K_2$  соответствует «конечной» проницаемости, относимой обычно к величине «стабилизации» приемистости скважин ко времени  $\tau_1$ .

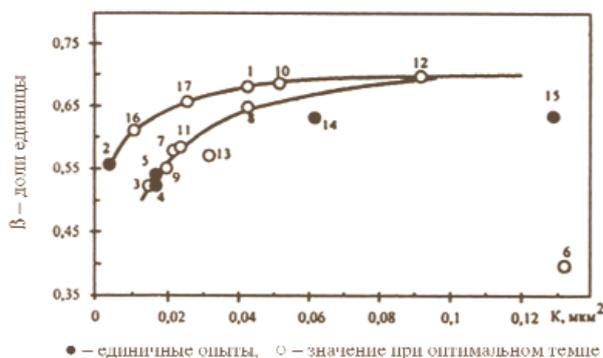


Рис. 6. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от проницаемости карбонатов турнейского яруса [2]:

1 – Алкинское, 2-5 – Арланское, 6 – Бузовьязовское, 7, 8 – Волковское, 9, 10 – Знаменское, 11, 12 – Илишевское, 13 – Манчаровское, 14, 15 – Таймуркинское, 16, 17 – Татышлинское

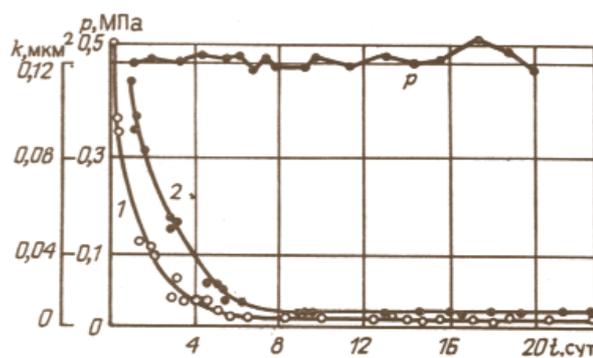


Рис. 7. Изменение проницаемости образцов  $k$  во времени  $t$  при отсутствии (1) и наличии (2) движения воды ( $p$  – давление) [4]

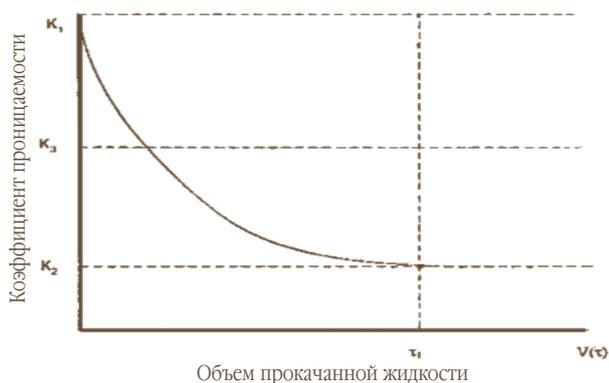


Рис. 8. Изменение коэффициента проницаемости от объема прокачанной жидкости

$K_3$  – промежуточное значение проницаемости в интервале  $(K_1 - K_2)$ , относящееся к области наиболее активной кольматации какой-то части пор пласта « $n$ ».

Извлекаемые запасы нефти  $Q_{изв}$  как функция  $K_1$  с учетом других параметров определяют выражением (но без учета потерь в связи с кольматацией открытых пор и межпоровых каналов) (2):

$$Q_{изв} = 5,01 \cdot \sqrt{n_1 \cdot K_1 \cdot F \cdot b \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3}, \quad (2)$$

где  $n_1$  – изначальное количество незакольматированных и открытых пор пласта;  $K_1$  – изначальная проницаемость пласта;  $F$  – площадь сечения (простираения) пласта;  $b$  – средняя толщина пласта;  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности;  $\theta$  – коэффициент усадки нефти при разгазировании;  $\beta$  – среднее значение плотности нефти;  $K_6$  – коэффициент вытеснения;  $K_c$  – коэффициент сетки скважин;  $K_3$  – коэффициент неравномерности вытеснения нефти каким-либо агентом с учетом предельной обводненности.

Величина  $Q_{изв}$ , учитывающая изменение проницаемости и количества пор пласта в процессе « $n$ », составит:

$$Q_{изв} = 5,01 \cdot \sqrt{n_3 \cdot K_3 \cdot F \cdot b \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3}. \quad (3)$$

Тогда собственные потери  $Q_{ном}$  извлекаемых запасов нефти в абсолютных величинах составят разницу между (2) и (3):

$$\begin{aligned} Q_{ном} &= 5,01 \cdot \sqrt{n_1 \cdot K_1 \cdot F \cdot b \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3} \\ &- 5,01 \cdot \sqrt{n_3 \cdot K_3 \cdot F \cdot b \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3} = \\ &= 5,01 \cdot (\sqrt{n_1 \cdot K_1} - \sqrt{n_3 \cdot K_3}) \cdot F \cdot b \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3. \quad (4) \end{aligned}$$

Выражая величину потерь в процентах по отношению к начально извлекаемым запасам нефти после сокращения одноименных величин делением (3) на (2) получаем:

$$Q_{ном\%} = \frac{\sqrt{n_1 \cdot K_1} - \sqrt{n_3 \cdot K_3}}{\sqrt{n_1 \cdot K_1}}, \quad (5)$$

Учитывая, что в результате исследований обычно известны параметры  $K_1$  и  $K_2$ , полезно заменить на них величины  $n_3, K_3$ .

В принципе значение  $K_3$ , являясь функцией  $\tau$  или  $V$ , может быть описано индивидуальной формулой типа  $x = y = a^n$  или какой-либо иной. Но нас интересует ее приближенное значение, способное в конечном счете ответить на вопрос – значимы или незначимы потери извлекаемых запасов нефти, вызванные кольматацией пласта и изменением величин  $K$  и  $n$ .

Принимая (рис. 8), что приблизительно:

$$K_3 = 0,5 \cdot (K_1 - K_2), \quad (6)$$

можно внести это выражение в (5).

Полагая также, что количество оставшихся незакольматированных пор в какой-то мере пропорционально изменению проницаемости, можно с определенной долей приближения записать:

$$K_3/n_3 \approx K_1/n_1, \quad (7)$$

$$n_3 \approx \frac{K_3 \cdot n_1}{K_1} = \frac{K_1 - K_2}{2} \cdot \frac{n_1}{K_1} = \frac{(K_1 - K_2) \cdot n_1}{2K_1}. \quad (8)$$

Тогда подкоренное выражение в выражении (5) преобразуем в (9):

$$\sqrt{n_3 \cdot K_3} = \sqrt{\frac{(K_1 - K_2) \cdot n_1}{2K_1} \cdot \frac{(K_1 - K_2)}{2}}. \quad (9)$$

Подставляя выражение (9) в (5), получаем (10):

$$Q_{ном\%} = \frac{\sqrt{n_1 \cdot K_1} - \sqrt{\frac{(K_1 - K_2) \cdot n_1}{2K_1} \cdot \frac{(K_1 - K_2)}{2}}}{\sqrt{n_1 \cdot K_1}} \cdot 100\%, \quad (10)$$

Вынося за скобки  $\sqrt{n_1}$ , после сокращений и преобразований получаем (11):

$$\begin{aligned} &\frac{2 \cdot \sqrt{K_1} \cdot (\sqrt{K_1} \cdot \sqrt{n_1}) - \sqrt{(K_1 - K_2)^2 \cdot n_1}}{2 \cdot \sqrt{K_1} \cdot \sqrt{n_1} \cdot \sqrt{K_2}} \cdot 100 = \\ &= \frac{2K_1 \cdot \sqrt{n_1} - (K_1 - K_2) \cdot \sqrt{n_1}}{2 \cdot K_1 \cdot \sqrt{n_1}} \cdot 100 = \\ &= \frac{2 \cdot K_1 - (K_1 - K_2)}{2 \cdot K_1} \cdot 100 = \frac{K_1 + K_2}{2 \cdot K_1} \cdot 100. \quad (11) \end{aligned}$$

Таким образом, с учетом упомянутых допущений потери извлекаемых балансовых запасов нефти определяются по формуле (12):

$$Q_{ном\%} = 100 \cdot K_n = \frac{K_1 + K_2}{2 \cdot K_1} \cdot 100, \quad (12)$$

где  $K_n$  – коэффициент потерь,

$$K_n = \frac{K_1 - K_2}{2 \cdot K_1}. \quad (13)$$

Потери извлекаемых запасов в абсолютных величинах ориентировочно можно определить следующим образом.

В классическую формулу извлекаемых балансовых запасов нефти (14):

$$Q_{изв} = F \cdot b \cdot m_0 \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3, \quad (14)$$

где  $m_0$  – среднее значение открытой пористости:

$$m_0 = 5,01 \sqrt{n \cdot K}, \quad (15)$$

необходимо ввести коэффициент потерь  $K_n$  из (13).

Потери извлекаемых запасов  $Q_{ном}$  в абсолютных величинах определяются по формуле:

$$Q_{ном\%} = Q_{изв} \cdot K_n = \frac{K_1 - K_2}{2 \cdot K_1} \cdot F \cdot b \cdot m_0 \cdot K_n \cdot \theta \cdot \beta \cdot K_6 \cdot K_c \cdot K_3, \quad (16)$$

где все обозначения стандартные.

В табл. 3 представлены результаты расчетов потерь извлекаемых балансовых запасов нефти при их вытеснении из кернов различной проницаемости водой, содержащей ТВЧ различных размеров, после ее фильтрации на фильтрах с различными диаметрами проходных ячеек.

Из данных табл. 3 видно, что потери нефти в породе с проницаемостью в пределах от 41 до 45 мД при ее вытеснении даже хорошо очищенной водой (размер ТВЧ менее 1 мкм) составляют в среднем 30,52 %.

Для пропластков породы с величиной проницаемости в пределах от 6,3 до 29,72 мД при прокачке воды с ТВЧ размером менее 5 мкм потери составляют от 38 до 39 %, а при величине проницаемости в пределах от 65 до 137,7 мД потери составляют от 2,0 до 19,5 %, а в среднем – 15,06 %, то есть существенно меньше, чем в первом случае. Это подтверждает известное положение о том, что потери нефти в пластах более высокой проницаемости при сравнимых условиях всегда меньше.

При прокачке воды с ТВЧ размерами более 5 и менее 10 мкм средние потери извлекаемых балансовых запасов нефти возрастают до 26,9 %, а вообще для обычной нефилтрованной воды они достигают 44 %.

Учитывая это, на обычный вопрос «Какой ценой достигается стремление повысить качество закачиваемой в пласты воды?» естественно ответить – ценой сохранения разрабатываемого месторождения от существенного его уничтожения при одновременной возможности более полного извлечения запасов содержащейся в нем нефти. И делать это необходимо на любой стадии разработки, сохраняя от кольтатации удаленные от призабойной зоны нагнетательных скважин участки еще «чистых» пластов. В противном случае, как показано выше, потери нефти в коллекторах особенно низкой проницаемости будут весьма существенными.

Интересно сопоставить попарные значения потерь, а также увеличения извлекаемых запасов нефти, рассчитанные для кернов одинаковой проницаемости в зависимости от размеров кольтатирующих поры частиц, содержащихся в фильтруемой воде (табл. 4).

Во всех случаях имеет место увеличение объема извлекаемых запасов нефти по мере возрастания степе-

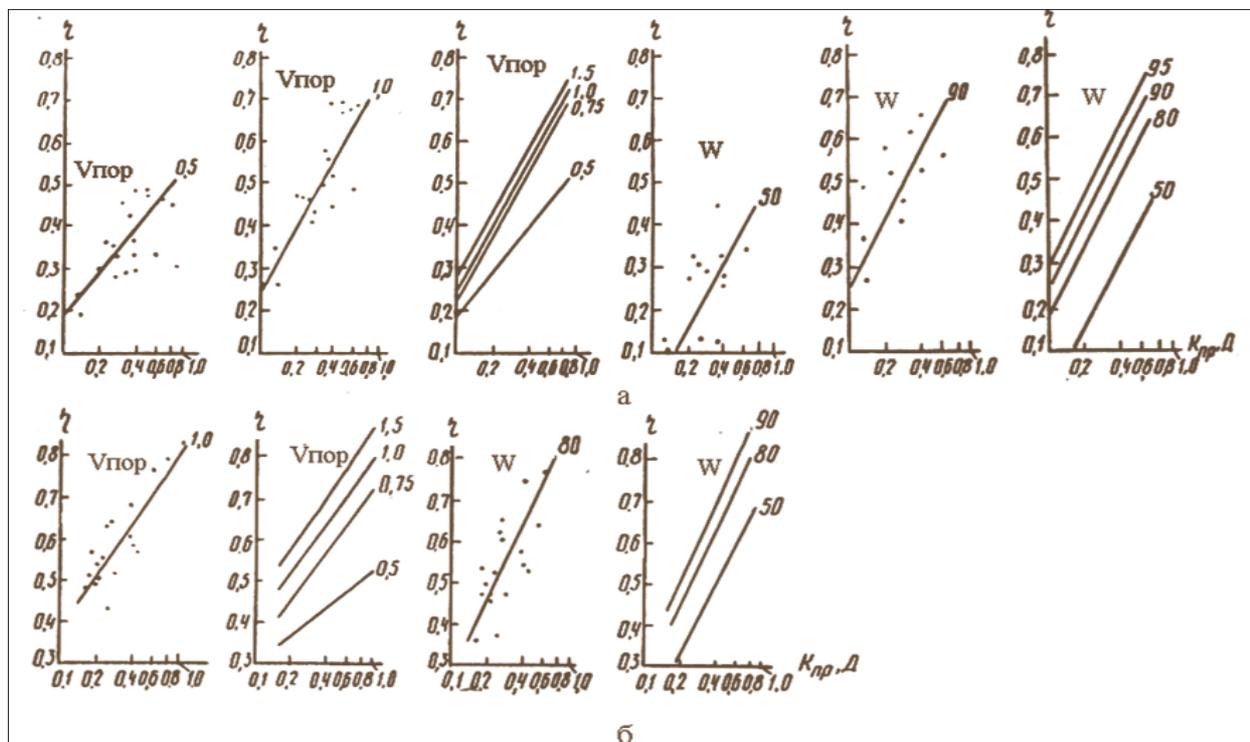


Рис. 9. Зависимость нефтеотдачи  $\eta$  от проницаемости пластов  $K_{пр}$  по месторождениям Азербайджана: а –  $\mu_0 = 3-13$ ;  $K_{пр} = 0,3-0,5$ ; б –  $\mu_0 = 5-15$ ;  $K_{пр} = 0,5-0,73$ ; количество воды  $V_{пор}$ , прошедшей через залежь, 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; обводненность  $W$  (%) 50, 80, 90, 95 [5]

**Изменение проницаемости в кольматированной зоне керна.  
Размеры префильтра и потери изначальных извлекаемых балансовых запасов нефти**

| № керна               | Коэффициент проницаемости, мД |          | Длина кольматированной зоны, см |        | Длина керна, см | Потери первоначальных извлекаемых запасов, % | Среднее значение величины потерь первоначальных извлекаемых запасов, % |
|-----------------------|-------------------------------|----------|---------------------------------|--------|-----------------|--|--|
|                       | начальный                     | конечный | 0,5                             | 3,0    |                 |  |  |
| <b>1 микрон</b>       |                               |          |                                 |        |                 |  |  |
| 1                     | 41,80                         | 16,72    | 3,74                            | 15,52  | 3,388           | 30,0   | 30,52  |
| 2                     | 45,10                         | 16,69    | 3,09                            | 13,81  | 3,992           | 31,4   |  |
| <b>5 микрон</b>       |                               |          |                                 |        |                 |  |  |
| 3                     | 6,30                          | 1,32     | 0,20                            | 1,05   | 3,976           | 39,5   | 15,06  |
| 4                     | 29,72                         | 6,84     | 1,07                            | 5,46   | 3,982           | 38,4   |  |
| 5                     | 65,90                         | 63,26    | 51,62                           | 63,0   | 3,32            | 2,0  |  |
| 6                     | 83,00                         | 77,19    | 51,89                           | 75,46  | 3,982           | 3,5  |  |
| 7                     | 83,80                         | 67,88    | 31,58                           | 65,70  | 3,524           | 9,4  |  |
| 8                     | 99,50                         | 72,64    | 25,79                           | 67,39  | 3,864           | 13,4   |  |
| 9                     | 110,00                        | 67,10    | 18,05                           | 59,49  | 3,984           | 19,5   |  |
| 10                    | 117,40                        | 112,70   | 79,03                           | 108,61 | 5,826           | 2,0  |  |
| 11                    | 137,70                        | 115,67   | 56,43                           | 111,05 | 3,78            | 7,9  |  |
| <b>10 микрон</b>      |                               |          |                                 |        |                 |  |  |
| 12                    | 35,90                         | 15,80    | 2,25                            | 10,28  | 5,872           | 27,9   | 26,9   |
| 13                    | 83,00                         | 39,01    | 8,32                            | 33,24  | 3,982           | 26,5   |  |
| 14                    | 83,80                         | 40,22    | 9,70                            | 36,87  | 3,524           | 26,0   |  |
| 15                    | 99,50                         | 29,85    | 5,23                            | 24,84  | 3,864           | 35,0   |  |
| 16                    | 110,00                        | 37,40    | 6,68                            | 30,74  | 3,984           | 33,0   |  |
| 17                    | 117,40                        | 85,70    | 22,11                           | 68,32  | 5,826           | 13,5   |  |
| <b>Без префильтра</b> |                               |          |                                 |        |                 |  |  |
| 3                     | 6,30                          | 0,76     | 0,11                            | 0,59   | 3,976           | 43,9   | 44,0   |
| 4                     | 29,72                         | 3,27     | 0,45                            | 2,53   | 3,982           | 44,4   |  |
| 1                     | 41,80                         | 5,43     | 0,90                            | 4,88   | 3,388           | 43,5   |  |
| 2                     | 45,10                         | 4,06     | 0,55                            | 3,12   | 3,992           | 45,4   |  |
| 5                     | 65,90                         | 7,91     | 1,33                            | 7,23   | 3,32            | 43,9   |  |
| 11                    | 137,70                        | 19,28    | 2,90                            | 15,76  | 3,78            | 42,9   |  |

ни очистки воды от нефилтрованной до 1-5-10 мкм. Видна устойчивая эффективность применения более чистой воды при вытеснении нефти, несмотря на некоторый разброс данных с увеличением начальной проницаемости кернов и улучшением качества используемой воды. Общий диапазон изменений потерь составляет от 4 до 41,9 %.

Из вышеизложенного следует, что ущерб результатам разработки нефтяных месторождений от закачки в пласты недостаточно очищенных флюидов огромен.

В [5] приведены результаты анализа зависимости фактической нефтеотдачи от проницаемости пластов по данным 40 залежей Азербайджана, находящихся на поздней стадии эксплуатации, в том числе месторождения Сураханы, Карачухур, Чахнаглер, Бибитэйбат.

На рис. 9 приведены рассматриваемые зависимости на отдельных стадиях разработки, а также сводные кривые. Как видно из рис. а и б, нефтеотдача существенно зависит от естественной и изменившейся под воздействием техногенных факторов проницаемости. Во всех случаях уменьшение проницаемости пластов ведет к

Сравнение значений потерь и увеличения извлекаемых запасов нефти, рассчитанных для кернов одинаковой проницаемости

| № строки | Проницаемость начальная – $K_{нач}$ мД | Проницаемость конечная – $K_{кон}$ мД | Размер кольматирующих частиц – $D_{части}$ мкм | Потери первоначальных извлекаемых запасов – $Q_{пот}$ % | Увеличение извлекаемых запасов при вытеснении нефти более чистой водой в рассматриваемом интервале частиц, % |
|----------|--|---------------------------------------|--|---|--|
| 1        | 6,3                                    | 1,32                                  | более 5<br>нефильтрованная                     | 39,5  | 4,0  |
| 2        | 6,3                                    | 0,76                                  |  | 43,9  |  |
| 3        | 29,72                                  | 6,84                                  | более 5<br>нефильтрованная                     | 38,4  | 6,0  |
| 4        | 29,72                                  | 3,27                                  |  | 44,4  |  |
| 5        | 41,8                                   | 16,72                                 | более 1<br>нефильтрованная                     | 30,0  | 13,5   |
| 6        | 41,8                                   | 5,43                                  |  | 43,5  |  |
| 7        | 45,1                                   | 16,69                                 | менее 5<br>нефильтрованная                     | 31,4  | 14,0   |
| 8        | 45,1                                   | 4,06                                  |  | 45,4  |  |
| 9        | 65,9                                   | 63,26                                 | более 5<br>нефильтрованная                     | 2,0   | 41,9   |
| 10       | 65,9                                   | 7,91                                  |  | 43,9  |  |
| 11       | 83,0                                   | 77,19                                 | более 5  | 3,5   | 23,0   |
| 12       | 83,0                                   | 39,01                                 | более 10                                       | 26,5  |  |
| 13       | 83,8                                   | 67,88                                 | более 5  | 9,4   | 16,6   |
| 14       | 83,8                                   | 40,22                                 | более 10                                       | 26,0  |  |
| 15       | 99,5                                   | 72,64                                 | более 5  | 13,4  | 21,6   |
| 16       | 99,5                                   | 29,85                                 | более 10                                       | 35,0  |  |
| 17       | 110,0                                  | 67,10                                 | более 5  | 19,5  | 13,1   |
| 18       | 110,0                                  | 37,40                                 | более 10                                       | 33,0  |  |
| 19       | 117,4                                  | 112,70                                | более 5  | 2,0   | 11,5   |
| 20       | 117,4                                  | 85,70                                 | более 10                                       | 13,5  |  |
| 21       | 137,7                                  | 115,67                                | более 5  | 7,9   | 35,0   |
| 22       | 137,7                                  | 19,28                                 | нефильтрованная                                | 42,9  |  |

Примечание:

Под нефилтрованной водой подразумевается вода, не подвергавшаяся очистке фильтрацией до взаимодействия с керном

существенному снижению конечной нефтеотдачи и наоборот. Отсюда следует, что специалисты в области разработки нефтяных месторождений должны быть озадачены проблемой недопущения снижения проницаемости пластов под воздействием техногенных факторов.

### Список литературы

1. Тронов А.В. Технологические процессы и оборудование для подготовки нефтепромысловых вод. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. – 416 с.
2. Пантелеев В.Г., Родионов В.П. Об оценке эффективности нефтеизвлечения по средним кривым зависимости от проницаемости терригенных и

карбонатных коллекторов нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №5. – С. 11-15.

3. Тронов В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений. – Казань: ФЭН, 2004. – 584 с.
4. Мищенко И.С. Воздействие на нефтяные залежи водой, содержащей взвешенные частицы // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №4. – С. 27-28.
5. Голезиков В.К., Емельянов Н.Н. Оценка влияния проницаемости пластов на нефтеотдачу по промысловым данным // Нефтепромысловое дело. – 1976. – №7. – С. 9-10.

## СОСТОЯНИЕ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОЧИСТКИ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ ОТ СЕРОВОДОРОДА НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н.,  
Гарифуллин Р.М. (ТатНИПИнефть)*

В связи с увеличением объемов добычи сероводородосодержащих нефтей и введением в действие ГОСТ Р 51858-2002, ограничивающего значение массовой доли сероводорода в товарных нефтях не выше 20-100 ppm, проблема их очистки приобретает огромную актуальность. Это ведет к необходимости разработки и внедрения эффективных технологических методов и технических средств по удалению сероводорода из нефти.

В настоящее время массовая доля сероводорода в товарных нефтях, поступающих с установок подготовки высокосернистых нефтей (УПВСН) ОАО «Татнефть» в систему АК «Транснефть», достигает на некоторых установках 500 ppm и более. В табл. 1 представлены средние значения этого показателя на объектах ОАО «Татнефть».

Как следует из табл. 1, диапазон значений массовой доли сероводорода в товарных нефтях по объектам достаточно широк – от 70 до 550 ppm, что объясняется как различным исходным содержанием сероводорода в продукции скважин отдельных месторождений, так и различными условиями сбора, транспорта и подготовки нефти, прежде всего условиями сепарации (давлением, температурой, качеством сепарации и др.). Это, несмотря на то, что схемы подготовки нефти на УПВСН очень схожи: сепарация нефти в аппаратах первой ступени на ДНС или УПВСН ( $P=0,2-0,5$  МПа), предварительное обезвоживание нефти, сепарация нефти в буферных емкостях ( $P=0,03-0,1$  МПа), нагрев до  $50-65^{\circ}\text{C}$ , глубокое обезвоживание и обессоливание нефти, горячая сепарация ( $P=0,03-0,05$  МПа). На Акташской, Миннибаевской УПВСН и Бавлинской ЭЛОУ осуществляется дополнительная сепарация нефти в

Таблица 1

Массовая доля сероводорода в нефтях на объектах ОАО «Татнефть»

| Объект, НГДУ                               | Массовая доля сероводорода, ppm |
|--|---------------------------------|
| Альметьевская ТХУ НГДУ «Альметьевнефть»    | 450                             |
| Кама-Исмагиловская УПВСН НГДУ «Иркеннефть» | 270                             |
| Кичуйская УПВСН НГДУ «Елховнефть»          | 500                             |
| Сулеевская ТХУ НГДУ «Джалильнефть»         | 300                             |
| Дюсюмовская УПВСН НГДУ «Джалильнефть»      | 320                             |
| Акташская УПВСН НГДУ «Заинскнефть»         | 300                             |
| Куакбашская УПВСН НГДУ «Лениногорскнефть»  | 550                             |
| Миннибаевская УПВСН НГДУ «Ямашнефть»       | 400                             |
| УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть»       | 500                             |
| УПВСН «Кутема» НГДУ «Нурлатнефть»          | 400                             |
| Ново-Суксинская УПВСН НГДУ «Прикамнефть»   | 70                              |
| Бавлинская ЭЛОУ НГДУ «Бавлынефть»          | 130                             |

резервуарах, оснащенных системами УЛФ, при давлении, близком к атмосферному. Сероводородсодержащая товарная нефть с Бавлинской ЭЛОУ и Ново-Суксинской УПВСН в систему АК «Транснефть» сдается после смешения с девонской нефтью, не содержащей сероводорода.

Существующие в настоящее время методы очистки нефти от сероводорода предполагают физическое или химическое воздействие на нефть. К физическим методам относятся сепарация (в том числе при повышенной температуре и под вакуумом), отдувка нефти газом, не содержащим сероводорода, в подводящем трубопроводе ступеней сепарации или в отдельном колонном аппарате, ректификация, эжектирование и обработка в гидроциклонах. Физические методы, как средства интенсификации процесса сепарации нефти, способствуют удалению сероводорода вместе с углеводородными газами в химически неизменном виде. При этом химический состав и свойства нефти после ее обработки остаются неизменными, что является несомненным достоинством методов.

Наиболее эффективным из физических методов является отдувка сероводорода газом [1]. Суть метода заключается в противоточном пропускании газа, не содержащего сероводород, через нефть. Это позволяет за счет барботирования или при контакте фаз на специальных насадках существенно увеличить поверхность раздела фаз «газ–жидкость», и, следовательно, увеличить межфазный массообмен при достаточно низком давлении в системе. Растворенные в нефти газы при этом переходят в свободную газовую фазу.

К химическим методам относится нейтрализация сероводорода в нефти за счет его связывания или окисления химическими реагентами или кислородом воздуха [2]. Количество сероводорода, извлеченного с помощью химических реагентов, определяется, как правило, соотношением массы подаваемого реагента к массе обрабатываемой нефти, то есть дозировкой. В зависимости от величины исходной концентрации сероводорода определяется удельное количество реагента, подаваемое на тонну подготавливаемой нефти.

Суть метода прямого окисления сероводорода кислородом воздуха, разработанного ОАО «ВНИИУС» [3], заключается в окислении сероводорода кислородом воздуха в присутствии катализаторного комплекса, представляющего собой водно-щелочной раствор с фталоцианиновым катализатором.

Анализ условий и параметров эксплуатации объектов подготовки высокосернистых нефтей ОАО «Татнефть» с учетом исходной концентрации в них сероводорода, результатов экспериментальных и исследовательских работ, проведенных в ТатНИПИнефть, показал, что наиболее целесообразно использование следующих технологических операций для очистки нефти от сероводорода в качестве основных методов:

- горячей сепарации с отдувкой сероводорода из нефти в подводящем трубопроводе сепаратора (на Бавлинской ЭЛОУ);
- отдувки товарной нефти в отдельном колонном аппарате (на Альметьевской ТХУ, Кичуйской УПВСН, Миннибаевской УПВСН, Куакбашской УПВСН, Кама-Исмагиловской УПВСН, Сулеевской УПВСН – при строительстве дополнительного сборного газопровода-лупинга);
- нейтрализации химическими реагентами на всех УПВСН в качестве основной (на Ново-Суксинской УПВСН) и вспомогательной операций (на шести УПВСН) там, где в качестве основной используются физические методы очистки нефти от сероводорода;
- прямого окисления кислородом воздуха (на 4 УПВСН – Дюсюмовской, Акташской, УПВСН «Кутема» и «Андреевка»).

Указанные рекомендации по выбору технологий очистки нефти от сероводорода обоснованы результатами испытаний методов на объектах ОАО «Татнефть».

На Бавлинской ЭЛОУ внедрена технология очистки нефти от сероводорода отдувкой его газом, подаваемым после установки сероочистки в подводящий нефтепровод горячей ступени сепарации. Предварительно на пяти УПВСН исследовалась эффективность удаления сероводорода из нефти на горячих ступенях сепарации при температуре нефти 50–65°C, в результате чего установлено, что сепарация нефти при этих температурах позволяет снизить массовую долю сероводорода в нефти на 10–40 %, причем, чем выше исходная концентрация сероводорода, тем выше эффективность процесса горячей сепарации. На Бавлинской ЭЛОУ при подаче очищенного газа в нефть, поступающую на горячую ступень сепарации, при ее температуре 39°C было достигнуто снижение массовой доли сероводорода на 35 % против 9 % без подачи газа (с 201 до 130 ppm). Несмотря на то, что указанная технологическая операция не позволила достичь требуемого значения конечной массовой доли сероводорода в нефти в 20–100 ppm, она проста в эксплуата-

ции, не требует высоких капитальных затрат, и при этом существенно может быть снижен расход дорогостоящего реагента – нейтрализатора.

Для повышения эффективности очистки нефти от сероводорода институтом «Гипровостокнефть» разработана технология отдувки его газом в автономном колонном аппарате с вертикальными контактными решетками АВР. При этом максимальный эффект может быть достигнут при наибольшей возможной температуре нефти и минимальном давлении.

В табл. 2 представлены результаты промышленных испытаний технологии на трех объектах подготовки высокосернистой нефти ОАО «Татнефть» при использовании колонн отдувки, поставляемых ООО «АВР-Центр» (г. Самара). Колонны смонтированы перед буферными емкостями товарной нефти, в качестве отдувочного газа использовался газ после установки сероочистки (на Альметьевской ТХУ, Миннибаевской УПВСН) и девонский газ со сборного газопровода (на Куакбашской УПВСН).

Как видно из табл. 2, использование технологии отдувки сероводорода из нефти газом позволяет снизить массовую долю сероводорода в ней до уровня в 20-100 ppm. При этом существенное значение имеют такие параметры процесса, как температура нефти, давление в колонне и расход отдувочного газа.

Более сложным с точки зрения автоматизации и правильной организации технологического процесса является метод очистки нефти от сероводорода (нейтрализации) химическими реагентами, особенно при высоком исходном значении массовой доли сероводорода в нефти. Его использование требует решения следующих задач:

- подбора типа реагента-нейтрализатора;
- определения оптимальной дозировки реагента – удельного расхода;
- выбора точки подачи реагента;
- определения способа и выбора технических средств дозирования реагента;
- определения оптимальных условий применимости реагента;
- определения влияния реагента на показатели качества нефти.

Для нейтрализации сероводорода в нефти могут быть использованы различные реагенты, отличающиеся как по своим свойствам, так и по протеканию реакций нейтрализации сероводорода. Кроме скорости и эффективности нейтрализации сероводорода, важными параметрами для реагентов являются их доступность и цена. При подборе типа реагента-нейтрализатора для очистки нефтей исследовалась возможность использования для этой цели целого ряда химических веществ и известных реагентов: аминов, формальдегида, amino-формальдегидных смесей, растворов аммиака, гидроксида натрия, сульфита и бисульфита натрия, перекиси водорода, гипохлорита натрия, карбоната натрия, бихромата калия, хлорамина Б, двуокиси марганца; различных композиций, состоящих из нескольких веществ; реагентов, разработанных различными организациями (ОАО «ВНИИУС», ООО «Спецгазавтоматика», ОАО «НИИнефтепромхим», «Химинвест», «Ондео Налко Энерджи Сервис», «Ярхиминвест», «НИПЦ НефтеГазСервис» и др.). Исследования проводились с целью оценки эффективности потенциально возможных и известных реагентов для очистки серо-

Таблица 2

**Результаты испытаний технологии отдувки сероводорода из нефти в колонном аппарате с насадкой АВР**

| Объект, НГДУ        | Расход нефти, м <sup>3</sup> /ч. | Соотношение расхода «нефть-газ» | Температура нефти, °С | Давление в колонне, МПа | Исходное значение массовой доли сероводорода, ppm | Конечное значение массовой доли сероводорода, ppm |                  |
|---------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------|---|---|------------------|
|                     |                                  |                                 |                       |                         |   | в режиме сепарации                                | в режиме отдувки |
| Альметьевская ТХУ   | 103                              | 1:5                             | 41                    | 0,03                    | 553   | 483   | 86,5             |
| Миннибаевская УПВСН | 255                              | 1:5                             | 60                    | 0,04                    | 340   | 235   | 13,5             |
| Куакбашская УПВСН   | 131                              | 1:3                             | 60                    | 0,11                    | 405   | 215   | 170              |
|                     |                                  | 1:6                             |                       |                         |   |   | 110              |

водородсодержащих нефтей, добываемых на месторождениях ОАО «Татнефть». При определении эффективности нейтрализаторов выбрано время взаимодействия реагента и сероводорода в нефти в течение не более 3-5 часов, исходя из периода поступления нефти на узлы учета, характерного для условий транспорта товарных нефтей на объектах ОАО «Татнефть».

По результатам лабораторных исследований определены наиболее эффективные реагенты, позволяющие за требуемое время контактирования добиться необходимого снижения массовой доли сероводорода в нефти менее 20 ppm:

– ЕС 9356А («Ондео Налко Энерджи Сервис») при расходе коэффициенте 3,5 позволяет в течение 3 часов снизить массовую долю сероводорода на 418 ppm, однако наличие аминов в составе реагента негативно влияет на результаты определения хлористых солей, показывая их увеличение;

– диоксид марганца при расходе коэффициенте 8 позволяет в течение часа снизить массовую долю сероводорода на 242,2 ppm, но при этом концентрация механических примесей в товарной нефти увеличивается в 8,7 раз, в результате чего превышаются установленные нормы качества нефти по этому показателю;

– использование композиции, состоящей из водных растворов бихромата калия и трилона Б в качестве нейтрализатора сероводорода, способствует эффективному снижению массовой доли сероводорода в нефти с 427,9 до 16,5 ppm за время контактирования, равное 1 часу. Однако дозировки достаточно большие (41,7 кг на тонну нефти) из-за использования водных растворов, что сказывается на качестве товарной нефти – увеличение массовой доли воды от 0,05 до 4,16 %;

– реагенты на основе композиций формальдегида с аминами (моноэтаноламином), при расходе коэффициенте 4-6, позволяют в течение 5 часов снизить массовую долю сероводорода в нефти с 400-450 ppm до величины ниже 20 ppm, но при этом также наблюдается влияние продуктов реакции на результаты определения хлористых солей.

Следует отметить, что для принятия решения о пригодности реагента для использования в промышленных условиях большое значение имеет его влияние на показатели качества товарной нефти. Испытания различных реагентов выявили в первую очередь их влияние на результаты анализа хлористых солей, хотя подавляющее большинство реагентов не содержат в сво-

ем составе какое-либо значимое количество хлоридов и их добавление не может приводить к увеличению содержания хлористых солей в нефти. Все проблемы с «кажущимся» увеличением содержания хлористых солей в нефти связаны с тем, что компоненты реагентов или продукты их взаимодействия с сернистыми составляющими нефти мешают определению хлоридов по ГОСТ 21534-76 (метод А). Мешающие факторы можно разделить на следующие группы:

1. Мешающее воздействие указанных веществ бывает связано с маскировкой окраски индикатора собственной сильной окраской этих веществ. Поэтому уловить переход окраски индикатора – дифенилкарбазида – довольно сложно, и в методику определения хлористых солей по ГОСТ добавляется большой субъективный фактор.

2. Мешающее воздействие посторонних примесей может быть связано с высокой химической активностью дифенилкарбазида и его расходом на побочные реакции.

3. Продукты реакции реагентов с сернистыми компонентами нефти также являются сернистыми соединениями, к тому же, зачастую, хорошо переходящими в водную вытяжку, получаемую при определении хлористых солей. Титрование осуществляется азотной кислотой, а ионы ртути имеют большую склонность к химическому взаимодействию с сернистыми соединениями и, в первую очередь, будут расходоваться на побочные реакции с ними. Отсюда – повышенный расход титранта и, соответственно, завышенный результат анализа на содержание хлористых солей в нефти.

Метод определения хлористых солей по ГОСТ 21534-76 предполагает удаление сероводорода из водной вытяжки с помощью кипячения. Но, как показала работа с различными реагентами, кипячение зачастую не позволяет в полной мере избавиться от мешающих компонентов. ГОСТ был создан тогда, когда вопросы нейтрализации сероводорода и легких меркаптанов еще не были столь актуальны и поэтому не были учтены. На современном этапе напрашивается внесение изменений в ГОСТ 21534-76 в свете применения реагентов для нейтрализации сероводорода, большинство из которых будет оказывать влияние на определение содержания хлористых солей.

Следует отметить, что в полной мере оценить влияние реагентов на качество товарной нефти и на работу оборудования можно только в результате промышлен-

ленных испытаний, так как на качество нефти после введения реагентов влияет много факторов, которые на разных промысловых объектах могут различаться и лабораторными испытаниями в полной мере не отражаются.

Для проведения испытаний реагентов и технологии очистки нефти при их использовании на 10 объектах ОАО «Татнефть» смонтированы узлы дозирования реагентов [4, 5]. Ввод реагента в нефтяной поток для лучшего смешения с нефтью и взаимодействия с сернистыми компонентами нефти должен происходить с максимально возможным диспергированием подаваемой фазы. Технически этот вопрос решен двумя способами: ввод реагента через диспергирующую форсунку и ввод реагента во всасывающую линию непосредственно перед насосом, при этом перемешивание реагента с нефтью до однородного состояния осуществляется с помощью рабочего колеса насоса.

На всех установках подготовки нефти были проведены испытания с использованием нейтрализатора сероводорода марки НСМ-5, разработанного в ОАО «ВНИИУС». Кроме того, на Кичуйской УПВСН были проведены испытания реагента НСМ-2, разработанного в ООО «Спецгазавтоматика», которое также поставило партию своего реагента для испытаний, а на Миннибаевской УПВСН – реагента СНПХ-1050М, разработанного в ОАО «НИИнефтепромхим». Основанием для испытаний этих реагентов явились результаты лабораторных исследований, которые, как указывалось выше, выявили наибольшую эффективность реагентов на основе amino-формальдегидных смесей при доступном уровне цен на них.

Эксплуатационные характеристики реагента НСМ-5, предоставленные разработчиками и проверенные промысловыми испытаниями, показали, что хранение нейтрализатора должно осуществляться при температуре от минус 20°C до плюс 20°C. Длительное хранение (более 2 месяцев) и повышение температуры хранения (свыше 30°C) ведет к снижению химической активности нейтрализатора. Повышение температуры свыше 40 °C значительно ускоряет падение активности реагента, а при температуре около 60°C начинается саморазогрев и дальнейшее вскипание нейтрализатора с практически полной потерей его химической активности по отношению к сероводороду.

Результаты испытаний технологии нейтрализации сероводорода в нефти с использованием реагента НСМ-5 до остаточной массовой доли сероводорода ниже 20 ppm представлены в табл. 3.

При испытаниях НСМ-2 на Кичуйской УПВСН при исходном значении массовой доли сероводорода в нефти 519-568 ppm получено снижение ее до уровня ниже 20 ppm при удельных расходах реагента 2,5 – 3,5 кг/т. Для получения удовлетворительных результатов при испытаниях реагента СНПХ-1050М на Миннибаевской УПВСН расход его составил 3,5-4,0 кг/т при исходном значении массовой доли сероводорода в нефти 450 ppm.

Промысловые испытания технологии с использованием реагентов на основе amino-формальдегидной смеси типа НСМ и СНПХ показали ее работоспособность, но при этом выявлены некоторые недостатки. При дозировании этих реагентов в количестве порядка 2,0-2,5 кг/т возможно снижение массовой доли сероводорода до уровня менее 100 ppm без заметного влияния на качество нефти. Однако при высоком исходном содержании сероводорода (400-500 ppm) для получения остаточного значения массовой доли сероводорода в нефти менее 20 ppm требуемый расход реагентов (в количестве 3-4 кг/т и выше) оказывает негативное влияние на качество нефти, повышая в ней содержание водной фазы, продукты реакции оказывают влияние на метод определения хлористых солей, показывая их увеличение в нефти.

Серьезной проблемой при использовании технологии очистки нефти от сероводорода химическими реагентами является нестабильность работы УПВСН из-за неравномерного поступления нефти с промыслов. Объем подаваемого реагента напрямую связан с объемом подготавливаемой нефти. Важным отрицательным аспектом влияния неравномерности поступления нефти на УПВСН на конечные результаты является то, что подача реагента насосами-дозаторами во время испытаний регулировалась вручную. Это означает, что если насос-дозатор подает реагент в нефть в количестве, достаточном для получения требуемого качества нефти по содержанию сероводорода при заданной производительности по нефти, то при смене производительности это количество реагента уже не будет соответствовать требуемой дозировке. Поэтому, если установка работает в стабильном режиме, поступление нефти с промыслов практически не меняется и равно ее сдаче, то, как правило, результаты анализов качества товарной нефти также выравниваются. Если же наблюдается значительная неравномерность поступления нефти на объект, часто переключаются режимы, то результаты анализов также не отличаются постоянством и зачастую с трудом укладываются в требования стандартов.

**Результаты испытаний нейтрализатора сероводорода в нефти НСМ-5 на объектах ОАО «Татнефть»**

| Наименование объекта | Массовая доля сероводорода в товарной нефти, ppm |            | Дозировка реагента, кг на тонну нефти |
|----------------------|--|------------|---------------------------------------|
|                      | исходная   | полученная |                                       |
| Акташская УПВСН      | 260  | 0,0        | 2,7                                   |
| Альметьевская ТХУ    | 500  | 15,0       | 2,5                                   |
| Сулеевская ТХУ       | 220  | 9,3        | 1,3                                   |
| Дюсюмовская УПВСН    | 335  | 9,3        | 2,2                                   |
| УПВСН «Андреевка»    | 565  | 9,1        | 3,0                                   |
| УПВСН «Кутема»       | 365  | 4,2        | 3,0                                   |
| Миннибаевская УПВСН  | 415  | 8,6        | 3,0                                   |

При использовании технологии нейтрализации сероводорода в нефти и применении известных в данное время водорастворимых реагентов ситуация усугубляется тем, что добавление реагента в систему приводит к некоторому увеличению содержания в нефти воды и отражается на результатах определения содержания хлористых солей. Если на нестабильно работающей установке показатели качества товарной нефти балансируют у отметки, предусмотренной ГОСТ, то влияние реагента, который приходится в нефть дозировать в избытке, неминуемо смещает их за пределы норм для данной группы нефти. В результате может быть получено требуемое содержание сероводорода и недопустимое для конкретной группы товарной нефти количество воды и (или) солей, что требует дополнительного отстоя нефти. Поэтому автоматическое дозирование химических реагентов в нефть в зависимости от объемов ее поступления является необходимым требованием для успешного использования химического метода очистки нефти от сероводорода.

Несмотря на указанные недостатки, анализ полученных результатов испытаний показывает, что реагенты на основе amino-формальдегидных смесей являются достаточно эффективными с точки зрения нейтрализации сероводорода и способны снизить его массовую долю в нефти до требуемого значения в 20 ppm. Однако следует уточнить условия их применения. Если в существующий на сегодняшний день метод анализа хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534-76 не будут внесены какие-либо изменения или дополнения, учитывающие применение реагентов для нейтрализации сероводорода, следует придерживаться некоторых правил. Для нефтей с массовой долей сероводорода более 500 ppm требуется за счет улучшения

процесса разгазирования нефти на предшествующих ступенях сепарации снизить исходное содержание сероводорода до уровня, при котором без побочных эффектов возможно использование этих реагентов, либо использовать другие реагенты, не имеющие таких эффектов. Если это по каким-либо причинам невозможно, то необходимо перенести точку ввода реагента на предшествующие стадии технологического процесса подготовки нефти или добавить отстойное оборудование после точки ввода реагента. Необходимо учитывать также то, что большее время контактирования реагента с нефтью позволяет уменьшить его дозировку и полнее использовать его, так как реакция реагента с сероводородом растягивается по времени. Наиболее целесообразным решением проблемы представляется совместное использование физического метода отдувки сероводорода из нефти и химического метода нейтрализации его реагентами. Результаты испытаний обоих методов показывают, что отдувку нефти от сероводорода разумно использовать в качестве предварительной операции для удаления его основного количества, после чего остаточное содержание сероводорода удаляется из нефти химическими реагентами без какого-либо негативного влияния на качество нефти.

Полученные результаты предварительных испытаний метода прямого окисления сероводорода кислородом воздуха на УПВСН «Кутема» показывают, что в условиях высокого исходного содержания сероводорода в нефти и при отсутствии системы газосбора он позволяет получить требуемое значение массовой доли сероводорода до 20-100 ppm. Но этот метод также оказывает негативное влияние на результаты определения содержания хлористых солей.

Таким образом, на основании полученных результатов при использовании различных методов очистки нефти от сероводорода в зависимости от исходной его концентрации в нефти рекомендуется исходить из следующих соображений:

– отдувку сероводорода из нефти целесообразно использовать при значительном исходном значении массовой доли сероводорода в нефти (свыше 250-300 ppm) при условии наличия вблизи УПВСН установки очистки газа соответствующей производительности, либо при наличии системы газосбора, имеющей достаточную пропускную способность газопроводов для транспорта возросших при отдувке объемов газа, загрязненного сероводородом;

– химические методы и нейтрализаторы, учитывая их высокую стоимость, целесообразно применять при небольшом исходном значении массовой доли сероводорода, особенно в условиях отсутствия системы газосбора и установок очистки газа от сероводорода.

Однако выбор окончательного варианта очистки нефти от сероводорода должен определяться технико-экономическим обоснованием применения той или иной технологии.

## Список литературы

1. Лесухин С.П., Соколов А.Г., Позднышев Г.Н. Стабилизация нефти методом многоступенчатой сепарации с применением отдувки // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №8. – С. 43-46.
2. Химия нефти и газа. Под ред. Проскуракова В.А. – Л.: Химия, 1981. – 358 с.
3. Установка очистки нефти от низкомолекулярных меркаптанов и сероводорода / А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, В.Н. Салин и др. // Нефтепереработка и нефтехимия-2003: Науч.-практ.конф. – Уфа, 2003. – С. 33-34.
4. Пат. 45292 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> В01 D 19/00. Установка очистки нефти / Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, А.Н. Шаталов и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – №2005100375; заявл. 11.01.2005; опубл. 10.05.2005, бюл. №13. – С. 1105.
5. Пат. 45293 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> В01 D 19/00. Установка очистки нефти / Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, А.В. Большаков и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – №2005100381; заявл. 11.01.2005; опубл. 10.05.2005, бюл. №13. – С. 1105.

## ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗЕРВУАРОВ

*Космачева Т.Ф., Гуловский О.А., Губайдулин Ф.Р.  
(ТатНИПИнефть)*

Традиционной, реализуемой на большинстве объектов подготовки нефти как Татарстана, так и других нефтедобывающих регионов страны, является совмещенная технология. Одним из основных ее принципов является совмещение процессов транспортирования водонефтяных эмульсий по трубопроводам промысловой системы сбора и их разрушения. Обязательными элементами этой технологии являются обработка эмульсий деэмульгатором, нагрев, отстаивание. Деэмульгатор, непосредственно воздействуя на бронирующие оболочки капель воды, приводит к их деструкции, причем воздействие это достаточно многообразно и не сводится к чисто химическим, либо чисто физическим процессам. Тепловое воздействие также довольно существенно и многосторонне и приводит к снижению как кинетической, так и агрегативной устойчивости эмульсии (снижение вязкости нефти, растворение твердых парафинов в составе бронирующих оболочек, растяжение и разрыв последних за счет расширения воды). Завершающим этапом процесса разделения эмульсии является отделение воды, которое происходит при ее отстаивании [1].

Применение эффективных низкотемпературных деэмульгаторов и оптимизация условий обработки ими эмульсии в системе сбора приводит к тому, что основная работа по разрушению эмульсии оказывается выполненной до поступления ее на установку подготовки нефти (УПН). При подготовке такой нефти оказывается возможным применение принципов, подчиняющихся гиперболическому закону распределения, описывающему неоднородное, асимметричное распределение, который ряд исследователей считают одним из универсальных. Впервые его сформулировал

итальянский экономист Вильфредо Парето, обнаруживший, что количество людей с доходом, превышающим некоторую величину  $x$ , уменьшается с ростом величины дохода гиперболически. В общем виде эта закономерность, названная правилом Парето, формулируется так: «В больших системах 80% случаев вызываются 20% причин и наоборот». В частности, гиперболическим законом распределения описывается распределение скважин по дебиту, распределение размеров разведанных месторождений. Согласно этому закону меньшая часть (20%) месторождений обеспечивает «львиную» долю общей добычи (80%). Следует отметить, что соотношение 80 и 20 достаточно условно и может составлять другие значения, например, 90 и 10 или 70 и 30, главное сам принцип – в случайной выборке большого количества сходных объектов небольшая их доля характеризуется резко отличающимися от основной массы свойствами [2]. Применительно к процессам подготовки нефти это означает, что весь объем сырья не требует одинаковых условий обработки для получения товарного продукта требуемого качества. При выдерживании в статических условиях основной объем эмульсии, в достаточной степени предварительно разрушенной в трубопроводах промысловой системы сбора, оказывается практически свободным от балластных компонентов и не требует подготовки по полному циклу. Для разрушения концентрирующейся в нижних слоях отстойных емкостей эмульсии с накапливающимися в ней механическими примесями, составляющей меньшую часть объема, могут быть применены периодически дополнительные средства воздействия, в частности, специальные реагенты для нейтрализации сульфида железа. И, наоборот, при неэффективной работе промысловой системы сбора по разрушению эмульсии небольшая часть сырья будет легко поддаваться дальнейшей

обработке, а основная часть сырья потребует для этого значительных усилий и затрат. Однако практический интерес представляет, естественно, первый вариант, который мы и рассмотрим.

Пример технологической схемы подготовки нефти по варианту обработки с различным уровнем воздействия приведен на рис. 1.

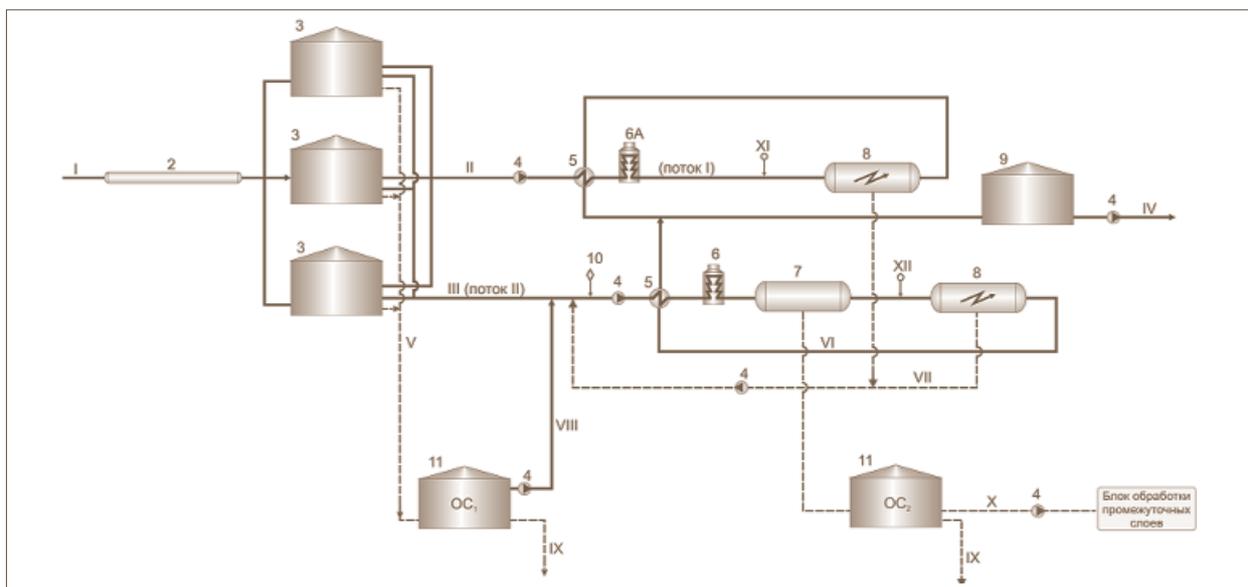
Основными условиями для реализации этой схемы, как это уже было упомянуто ранее, являются: эффективное разрушение эмульсии в системе сбора, обеспечивающее стабильное поступление на установку подготовки нефти (УПН) сырья обводненностью не более 5%, и возможность длительного статического отстаивания. Последнее возможно при использовании резервуаров, функционирование которых осуществляется в режиме «заполнение – отстаивание – откачка». Режим статического отстаивания позволяет минимизировать восходящие потоки, существующие в отстойных аппаратах при работе их в режиме непрерывного заполнения и отбора жидкости, которые усложняют гравитационное осаждение капель. В холодное время года поступающая в резервуар жидкость нагревается в теплообменнике теплом уходящей с установки нефти. Перед заполнением

резервуара из потока производится отделение свободной воды, например, в концевом делителе фаз. Предлагаемая технология является продолжением вариантов технологических схем подготовки нефти с использованием резервуаров, в которых они, как правило, применяются на ступенях предварительного сброса воды либо в качестве дополнительной ступени отстаивания подготовленной нефти, то есть не выполняют основной функции в процессе подготовки нефти. Известны объекты подготовки нефти, на которых использование двух резервуаров для приема обессоленной нефти, работающих в режиме поочередного заполнения и откачки, позволяет осуществлять подготовку нефти угленосного горизонта по I группе качества без использования электродегидраторов.

Проведенные исследования позволяют в определенной степени дать оценку возможности реализации предложенного подхода для подготовки нефти.

В табл. 1 приведены некоторые показатели сырья, поступающего на отдельные УПН и взятого для исследований.

В числе исследованных были пробы как с небольшим количеством свободной пластовой воды, так и без нее,



**Рис. 1. Предлагаемая принципиальная технологическая схема:**

I – продукция скважин; II – глубокообезвоженная нефть; III – предварительно обезвоженная нефть; IV – товарная нефть; V – пластовая вода на очистные сооружения (ОС1); VI – дренаж на очистные сооружения (ОС2); VII – дренаж в «голову процесса»; VIII – пленочная нефть; IX – вода после очистки в систему ППД; X – промежуточный слой; XI – пресная вода.

1 – технологический трубопровод; 2 – КДФ; 3 – резервуары предварительного сброса; 4 – насос; 5 – теплообменник; 6 – печь; 6А – в ряде конкретных случаев возможна работа без печи; 7 – отстойник ступени глубокого обезвоживания; 8 – отстойник (электродегидратор) ступени глубокого обессоливания; 9 – буферный резервуар; 10 – дозатор деэмульгатора; 11 – резервуар очистных сооружений (ОС1 и ОС2)

Данные по свойствам исследуемого сырья

| Объект исследований<br>(наименование пробы)                                      | Объемная доля воды, % |       | Концентрация, мг/л |                 | Данные дисперсного анализа               |              |   |
|--|-----------------------|-------|--------------------|-----------------|--|--------------|---|
|  | эмульгированной       | общей | хлористых солей    | сульфида железа | диаметр капель эмульгированной воды, мкм |              | Особенности структуры эмульсии  |
|  |                       |       |                    |                 | максимальный                             | основ. числа |   |
| НГДУ «Лениногорскнефть», Куакбашская УПВСН, сырье, после КДФ («Куакбаш, карбон») | 3,60                  | 15,60 | более 1000         | 118             | 180                                      | 6-90         | Значительное количество мелких – 6-10 мкм – капель, рассеянно капли больших размеров. Темные включения неправильной формы |
| НГДУ «Заинскнефть», Акташская ТХУ, с сырьевого насоса («Акташ, девон»)           | 0,34                  | 0,34  | 470                | –               | 60                                       | 6-20         | Капли, в основном, мелкие, изредка – капли больших размеров   |
| НГДУ «Бавлынефть», ТХУ, с сырьевого насоса («Бавлы, девон»)                      | 0,24                  | 0,24  | 318                | 182             | 240                                      | 30-150       | Капель очень мало, мелкие, изредка. Темные включения неправильной формы, светлые включения аморфного вида                 |
| НГДУ «Бавлынефть» ТХУ, с сырьевого насоса («Бавлы, карбон»)                      | 3,80                  | 7,80  | более 5000         | –               | 180                                      | 90-120       | Рассеянно – капли и ассоциаты, размер ассоциатов от 30 до 120 мкм, мелких капель немного                                  |

однако объемная доля эмульгированной воды не превышала 4 %, то есть степень разрушенности эмульсии во всех случаях была достаточно высокой.

Расчеты по формуле Стокса [3] позволяют дать прогнозную оценку кинетической устойчивости исследуемых эмульсий, определяемых исходными характеристиками продукции скважин – плотностью и вязкостью нефти и минерализацией пластовой воды. Наиболее благоприятный вариант с этой точки зрения представляют нефти невысокой плотности – прежде всего нефти девонского горизонта с достаточно высокой минерализацией эмульгированной воды. Для нефтей высокой плотности и вязкости, особенно при проявлении неньютоновских свойств (для примера взяты показатели нефти, обрабатываемой на УПН НГДУ «Нурлатнефть»), этот вариант, по-видимому, в принципе неприемлем. Кроме того, невысока скорость осаждения капель слабоминерализованной воды и, вероятнее всего, мелкие капли (10 мкм и менее) не успеют осесть вообще (табл. 2).

Следовательно, невысокая доля эмульгированной воды в обрабатываемом сырье обязательное, но не до-

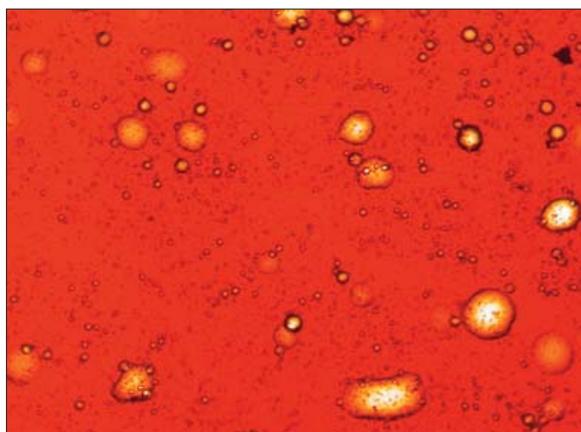
статочное условие для успешной реализации рассматриваемой технологии, имеет значение также степень ее дисперсности. Особенности дисперсного состояния эмульгированной воды в пробах сырья оценивались при микроскопическом анализе.

В связи с изложенными выше предположениями были проведены эксперименты, суть которых сводилась к анализу параметров, определяющих качество подготавливаемой нефти: концентрация хлористых солей и сульфида железа, массовая доля воды, плотность и дисперсность в различных слоях через различное время после его заполнения (2, 15, 24 ч., а для некоторых проб – 36 ч.). Заполнение отстойников производилось непосредственно после отбора проб на УПН, высота отстойников составляла 40 см, что, конечно, может служить аналогом резервуара лишь с определенной долей допущения, однако все же позволяет прояснить некоторые детали исследуемого процесса.

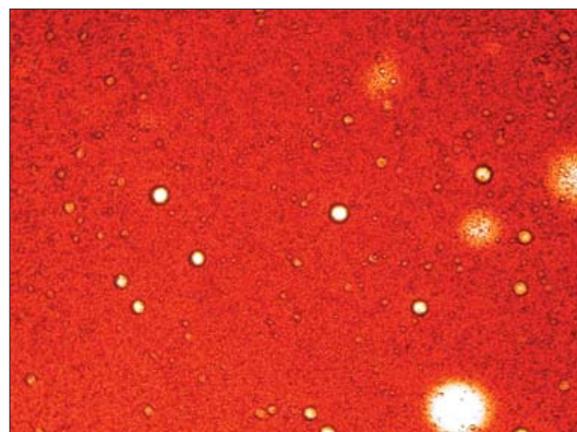
Динамику изменения качества нефти при ее статическом отстаивании можно представить по графикам на

Расчетная скорость осаждения капель

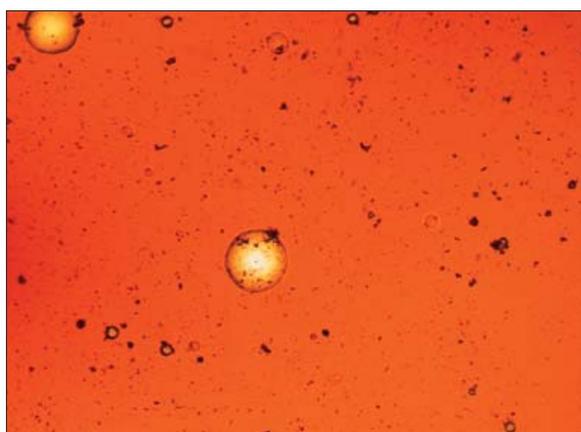
| Наименование пробы | Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> |      | Скорость осаждения, м/ч. при диаметре капель |        | Динамическая вязкость, мПа·с | Время прохождения капель расстояния 1 м, ч. |        |
|--------------------|---------------------------------------|------|--|--------|------------------------------|---|--------|
|                    | нефти                                 | воды | 100 мкм                                      | 10 мкм |                              | 100 мкм                                     | 10 мкм |
| Куакбаш, карбон    | 896                                   | 1044 | 0,3317                                       | 0,0033 | 35                           | 3,01  | 301,50 |
| Акташ, девон       | 861                                   | 1105 | 1,4664                                       | 0,0147 | 13                           | 0,68  | 68,19  |
| Бавлы, девон       | 838                                   | 1130 | 2,5453                                       | 0,0255 | 9                            | 0,39  | 39,29  |
| Бавлы, карбон      | 888                                   | 1100 | 0,5040                                       | 0,0050 | 33                           | 1,98  | 198,40 |
| Нурлат, карбон     | 906                                   | 1170 | 0,2276                                       | 0,0023 | 91                           | 4,39  | 439,40 |



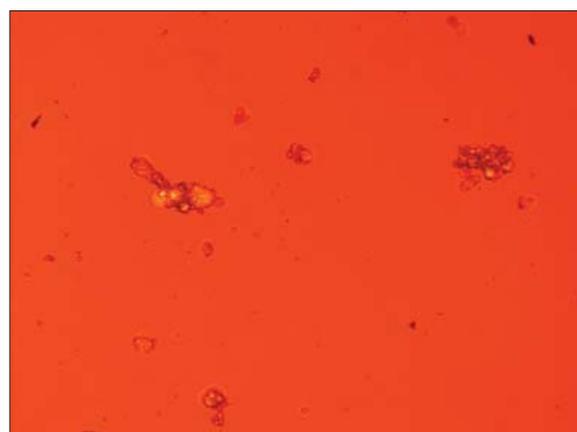
а) Куакбаш, карбон



б) Акташ, девон



в) Бавлы, девон



г) Бавлы, карбон

Микрофотографии эмульсий, поступающих на УПН (увеличение 140<sup>x</sup>)

рис. 2-5. Характеристика проб приведена по концентрации хлористых солей, как наиболее важному показателю нефти, как товарного продукта.

Сравнение характера линий на рис. 2, 3 показывает, что после 24 часов отстаивания наблюдается резкое различие концентрации солей в нижнем, придонном и в остальных объемах всех проб, тогда как через 2 часа это различие может быть не столь явным, то есть процессы осаждения капель налицо. При этом при наиболее благоприятных условиях концентрация хлористых солей в основном объеме нефти будет порядка 100 мг/л.

При распределении сырья на потоки по степени подготовленности для дальнейшей обработки после отстаивания в резервуаре технологически приемлемыми можно считать объемы, составляющие соответственно верхние 2/3 и нижнюю 1/3 по высоте отстойника (соответственно поток I и поток II на схеме рис. 1). Сопоставимый угол наклона линий зависимости «концентрация солей – время статического отстаивания» (рис. 4, 5) свидетельствует о том, что, несмотря на различие свойств конкретных эмульсий, в них происходит оседание капель, находящихся в одинаковых динамических условиях, определяемых суммой нескольких показателей свойств эмульсии, а начальный и конечный уровень концентрации солей определяется тем, насколько велико присутствие капель, способных в этих условиях к осаждению. После 24-часового отстаивания концентрация хлористых солей в верхнем объеме проб составила: «Бавлы, девон» – 92 мг/л; «Бавлы, карбон» – 198 мг/л; «Куакбаш, карбон» – 278 мг/л; «Акташ, девон» – 333 мг/л. В первой из рассматриваемых проб относительно невысоким был и исходный уровень концентрации хлористых солей, подавляющий объем эмульгированной воды был представлен хорошо укрупнившимися каплями, осаждение которых и получение нефти товарных кондиций не вызвало затруднений. В составе эмульсии сырья «Куакбаш, карбон» и «Акташ, девон» напротив, мелкодисперсные капли составляли значительную долю от их общего количества. При отстаивании их оседания не произошло, чем и определялась относительно невысокая степень снижения концентрации солей.

Проба «Куакбаш, карбон» характеризовалась, кроме того, невысокой минерализацией входящей в состав эмульсии воды, что затрудняло осаждение капель, особенно мелких. Это наглядно видно при сравнении

микрофотографий, во всяком случае, визуально в эмульсии пробы «Куакбаш, карбон» после 24-часового отстаивания капли крупнее, чем в пробе «Акташ, девон». Хотя, возможно, при невысокой минерализации воды менее затратным будет процесс обессоливания нефти.

Дальнейшие эксперименты по деэмульсации позволяют определить необходимые условия обработки этих проб для получения нефти требуемого качества. Однако в данной статье подробное описание экспериментов по деэмульсации не приводится.

В упомянутой выше пробе куакбашской нефти содержание хлористых солей было снижено до величины менее 100 мг/л, для этого было достаточно обработки ее пресной водой, то есть подобная нефть может направляться на ступень обессоливания, минуя ступень обезвоживания. Однако при таких же условиях обработки акташской нефти устойчивых результатов по необходимой концентрации солей не было получено, что еще раз дает основания оценить фактор дисперсности эмульгированной воды как определяющий при решении вопроса о возможности применения подобной технологии на практике.

В пробе «Бавлы, карбон» эмульгированная вода при невысокой ее доле находилась в основном в виде ассоциатов. Однако в этих условиях также возможна реализация варианта обработки сырья при разделении его на два потока. Ассоциаты при отстаивании сконцентрировались в основном в нижней части объема пробы (своего рода аналог промежуточного слоя), а их разрушение произошло после нагрыва.

В нижней части объема пробы концентрация эмульгированной воды достигала 15-20%, здесь же отмечалось концентрирование сульфида железа. В экспериментах происходило достаточно глубокое ее разделение при термоотстаивании, но поступление сырья с более высоким содержанием воды может привести к возрастанию объема высококонцентрированной эмульсии в резервуарах, что снизит стабильность функционирования технологии подготовки нефти по рассматриваемой схеме.

Таким образом, показана принципиальная возможность обработки сырья с разделением на различные по степени подготовленности потоки, полная обработка которых до товарных кондиций допускает различный набор технологического оборудования в рамках обычного варианта УПН и применение к ним различных технологических режимов.

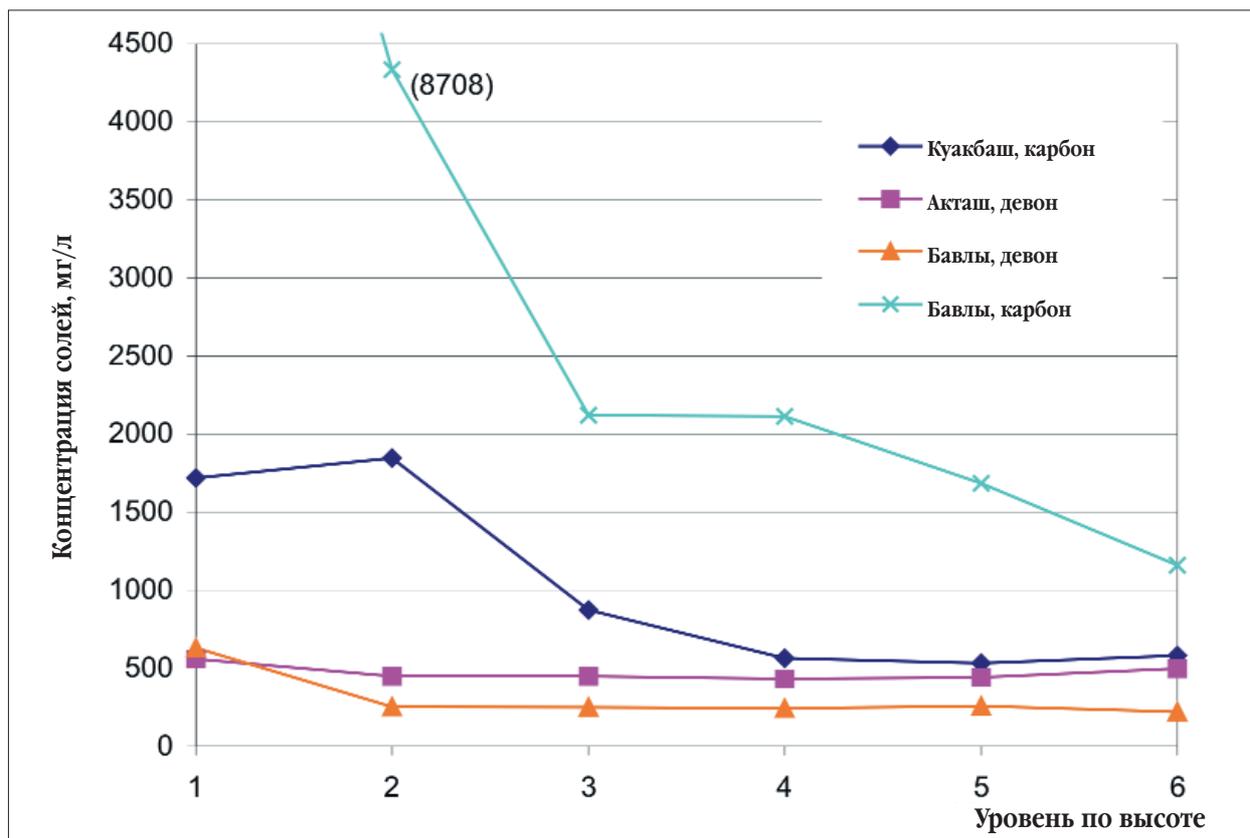


Рис. 2. Распределение концентрации хлористых солей по высоте отстойника через 2 часа после заполнения

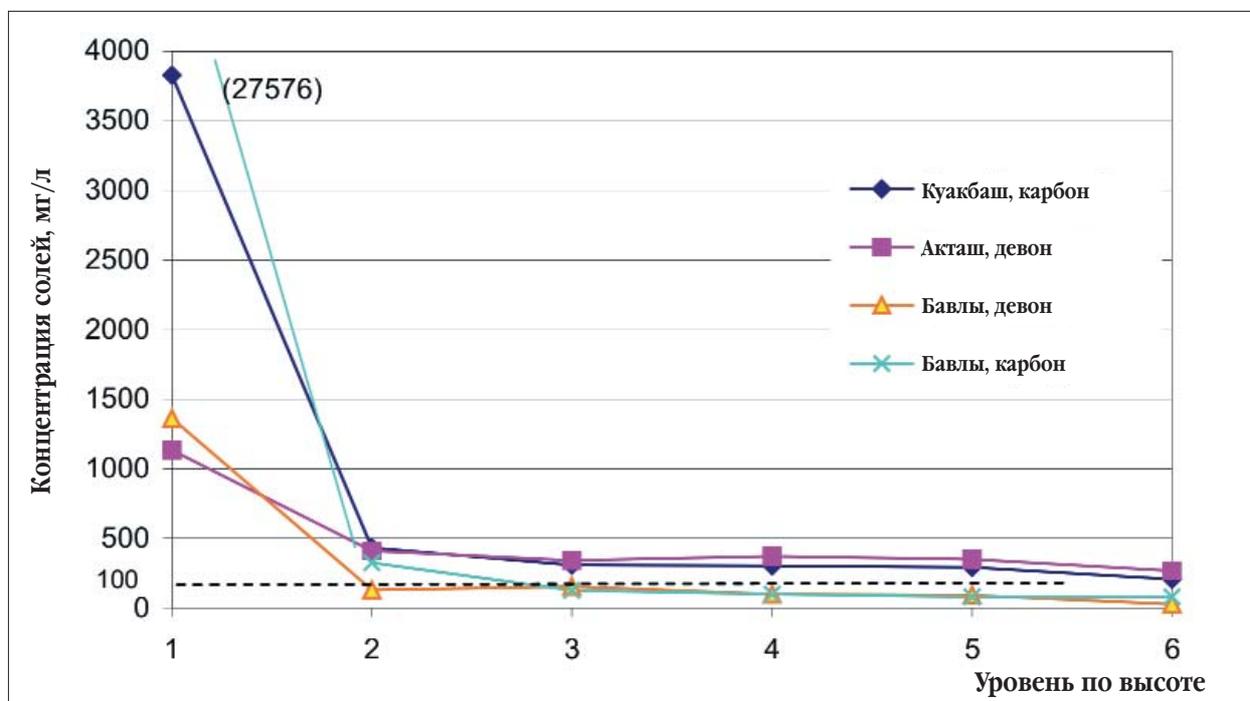


Рис. 3. Распределение концентрации хлористых солей по высоте отстойника через 24 часа после заполнения

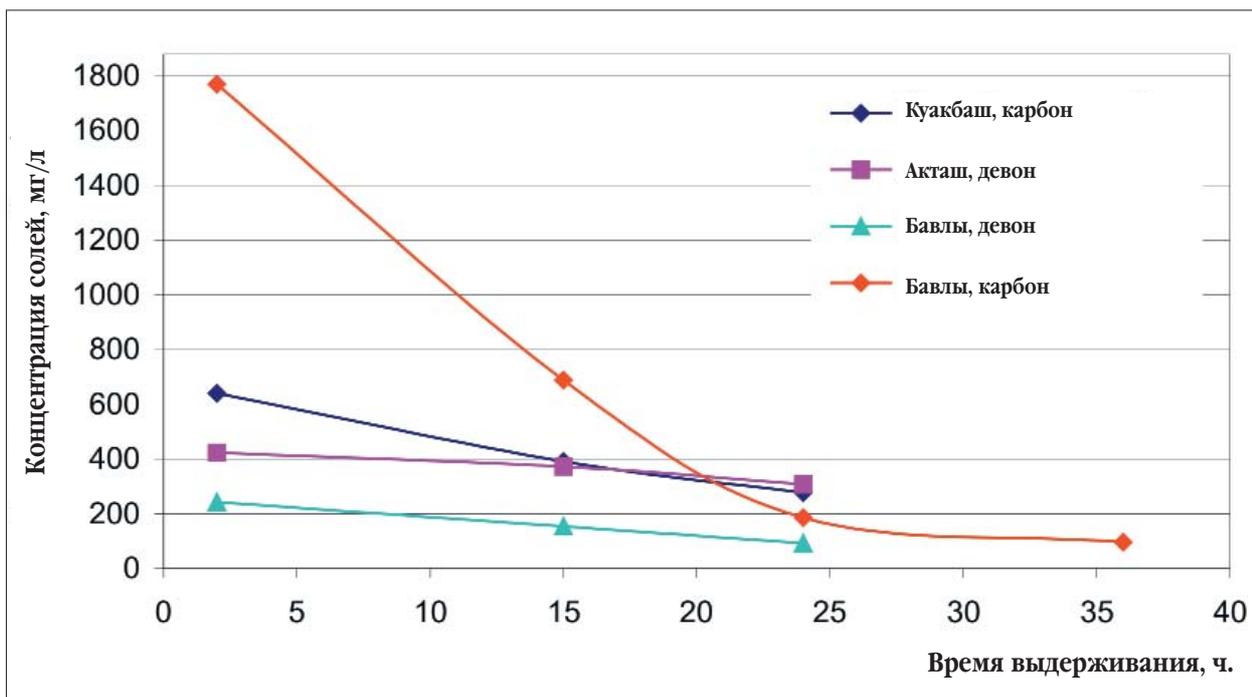


Рис. 4. Распределение концентрации хлористых солей от времени выдерживания

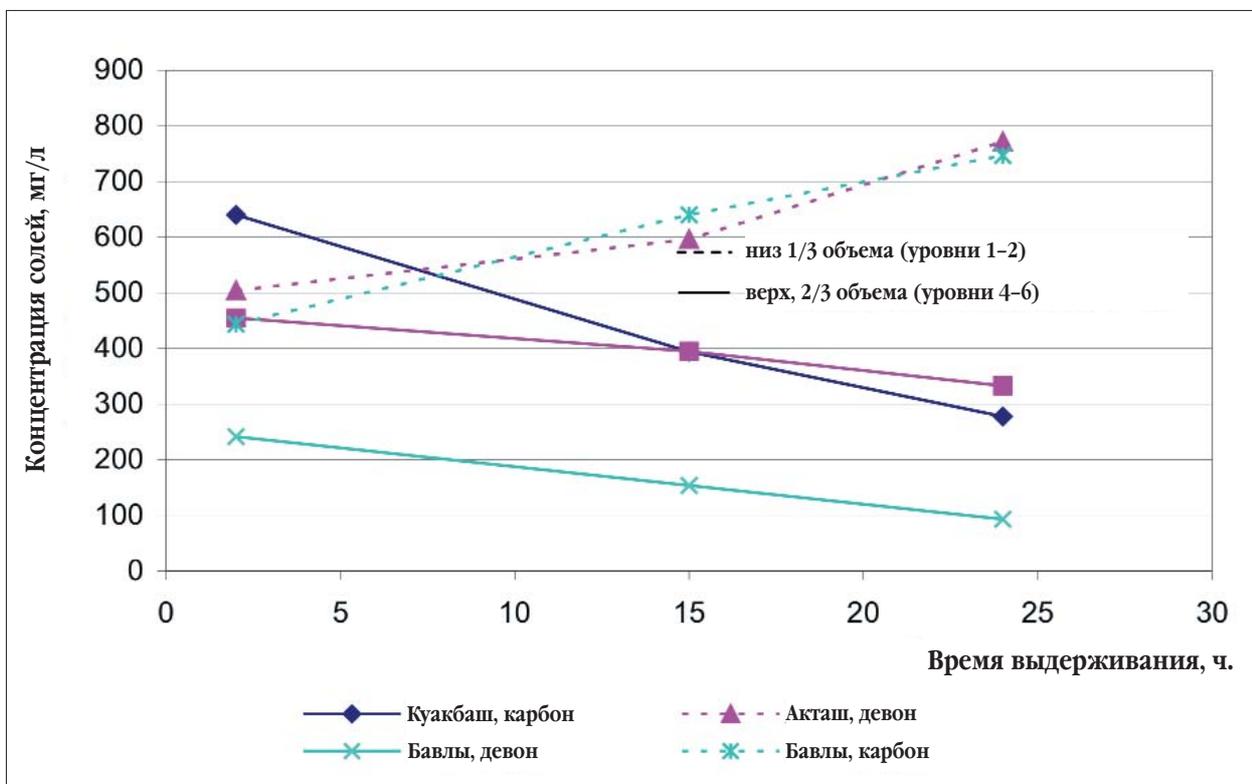


Рис. 5. Распределение концентрации хлористых солей при различном времени статического отстаивания



а) Куакбаш, карбон



б) Акташ, девон

**Микрофотографии остаточной воды после отстаивания (увеличение 140<sup>x</sup>)**

Особенности и преимущества данного варианта в следующем.

1. Получение глубокообезвоженной нефти (до 2/3 объема подготавливаемой нефти, поток I) в резервуарах ступени УПС.
2. Возможность увеличения времени обработки потока II (до 1/3 всего объема подготавливаемой нефти) в отстойниках ступени глубокого обезвоживания.
3. Сокращение объемов дренажа из отстойников ступени глубокого обезвоживания.
4. В случае поступления на УПН осложненного сырья возможность локализации его в одном резерву-

аре ступени УПС, не рассредоточивая его по всем аппаратам.

**Список литературы**

1. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 272 с.
2. Хасанов М.М. Гиперболические законы распределения в нефтегазодобыче // НТЖ. Нефтегазовое дело. – 2003. – №1. – С. 143-150.
3. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979. – С. 13.

## ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ, НА КАЧЕСТВО ПОДГОТОВКИ СТОЧНЫХ ВОД

Кудряшова Л.В., Хисамова Э.Р.,  
Стратилатова И.В. (ТатНИПИнефть)

Большинство нефтяных месторождений Татарстана вступило в позднюю или завершающую стадию эксплуатации, для которой характерно постепенное ухудшение структуры разведанных запасов, непрерывное увеличение доли трудноизвлекаемой нефти, снижение дебитов добывающих скважин с неуклонным ростом обводненности добываемой продукции, которая в настоящее время составляет в среднем более 80 %.

Стабилизация добычи нефти на этой стадии обеспечивается не только освоением новых площадей, но и реализацией третичных методов нефтеизвлечения, осуществляемых с применением большого ассортимента химреагентов. При интенсивном техногенном воздействии на структуру пласта и добываемую продукцию растет коррозионная активность добываемой жидкости, формируются устойчивые водонефтяные обратные и прямые эмульсии, осложняющие процессы подготовки нефти и воды, приводящие к образованию устойчивых промежуточных слоев в отстойных аппаратах и влекущие за собой увеличение эксплуатационных затрат на подготовку нефти и воды.

Ежегодно на промыслах ОАО «Татнефть» объем попутно извлекаемых пластовых вод, требующих очистки перед закачкой в пласт, составляет порядка 120 млн м<sup>3</sup>. При этом 7-10 установок подготовки сточных вод общей производительностью около 37 тыс. м<sup>3</sup>/сут не обеспечивают требуемого по нормативу концентрации нефти качества очистки. Одной из причин, осложняющих процесс очистки, является неэффективная работа установок предварительного сброса (УПС) воды. Практика показала, что оборудование, в котором очистка воды осуществляется методом динамического отстоя, а таким способом в ОАО

«Татнефть» готовится 88% сточных вод, стабильно обеспечивает не только требуемое качество подготовки воды, но и более лучшее при условии, что поступающая с УПС на очистку вода содержит не более 500 мг/л нефти и 50-70 мг/л твердых взвешенных частиц (ТВЧ). При этом размеры загрязняющих частиц, состоящих из нефти и ТВЧ, распределяются равномерно в интервале 2-60 мкм. Осложнения чаще всего наступают, когда на очистку поступает вода, в которой более 80% загрязняющих частиц имеют размер 2-10 мкм (рис. 1), а концентрация нефти составляет 0,05-2%.

Сложные устойчивые множественные эмульсии, накапливающиеся в промежуточном слое на УПС, при необходимости обеспечения качества нефти, как правило, сбрасываются в аппараты очистки сточных вод. При этом возможно образование ассоциированных структур, осложняющих процессы подготовки сточных вод и снижающих их качество.

Одной из причин плохой работы УПС является присутствие в продукции скважин химреагентов, которые в определенных концентрациях способствуют образованию устойчивых эмульсий и встречаются в ассортименте используемых на промыслах Татарстана деэмульгаторов, ингибиторов коррозии и реагентов, применяемых для МУН.

Основным методом разрушения и предотвращения образования стойких водонефтяных эмульсий является применение реагентов-деэмульгаторов, которые по показателю относительной растворимости в воде (фенольному числу) можно разделить на группы: водорастворимые, вододиспергируемые и нефтерастворимые. К водорастворимым деэмульгаторам относится Дин-4 (фенольное число 6-6,6) к вододиспергируемым – РИФ, РИК-1и LML-4312 (фенольное число 2,2-3,5) [1]. Деэмульгаторы, разработанные в последнее

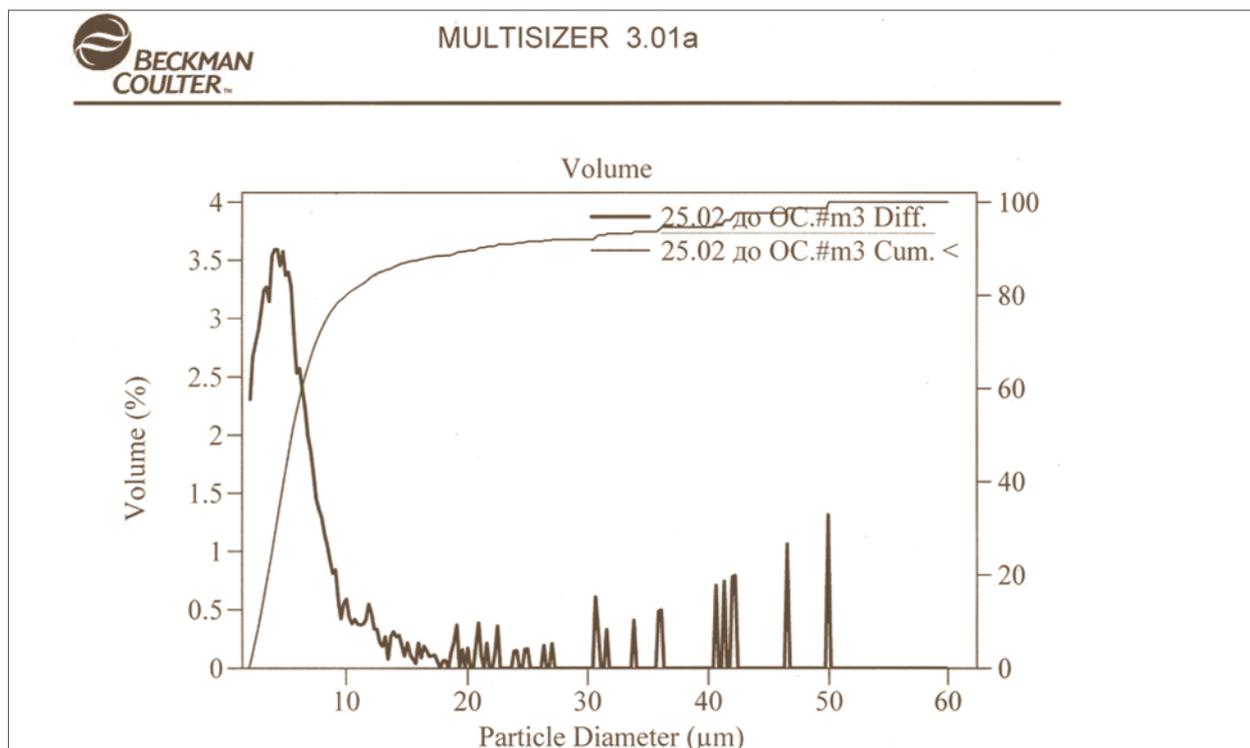
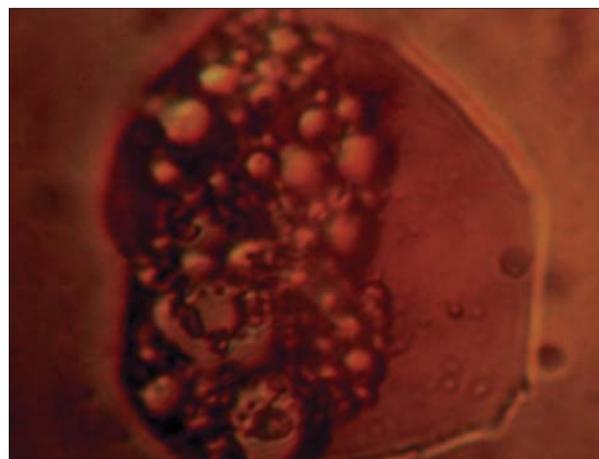
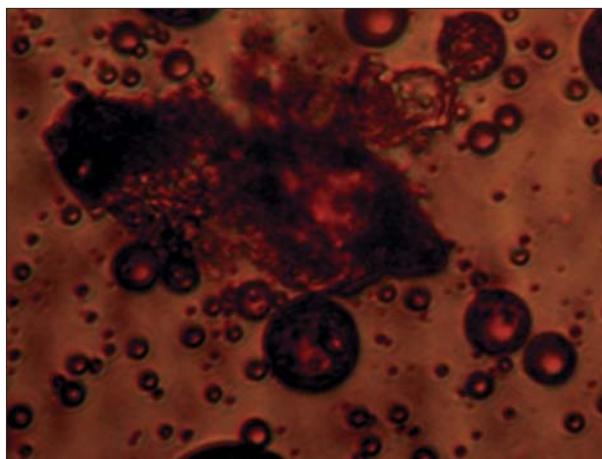


Рис. 1. Дифференциальная и интегральная кривые распределения загрязняющих частиц по размерам в воде, поступающей с УПС



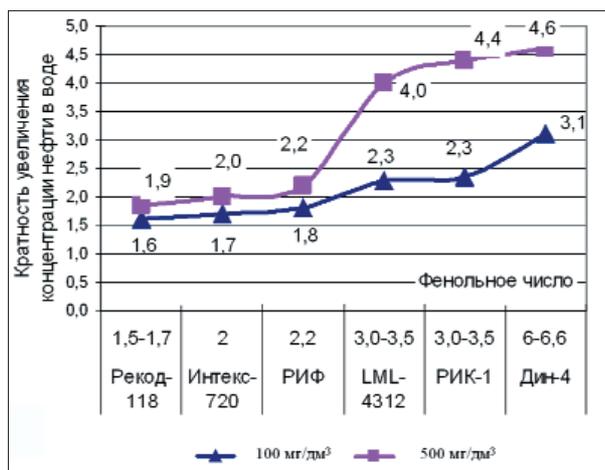
Микроснимки водной фазы, поступающей с УПС на очистку

время, такие как Интекс-720, Рекод-118, имеют высокую степень гидрофобности, высокую молекулярную массу и плохую растворимость в воде.

При существующей технологии обработки эмульсий в промышленной системе сбора возможны локальные передозировки реагентов на отдельных участках, поскольку при относительно небольшом суммарном расходе он подается в эмульсию на ограниченном числе объектов (ГЗУ, ДНС, скважины) с учетом пере-

распределения в итоге по всему объему жидкости, поступающей по данному направлению на УПН.

Для определения степени влияния применяемых деэмульгаторов на процессы подготовки сточных вод и качества очистки по концентрации остаточной нефти были проведены лабораторные исследования при оптимальных (50-100 мг/дм<sup>3</sup>) и повышенных дозировках (200-500 мг/дм<sup>3</sup>) реагентов в систему нефтесбора. В результате установлено, что при подаче 50-



**Рис. 2.** Изменение кратности увеличения концентрации нефти в очищаемой воде в присутствии деэмульгаторов за 24 часа отстоя

100 мг/дм<sup>3</sup> водорастворимых и вододиспергируемых деэмульгаторов кратность увеличения концентрации остаточной нефти в воде составляет 1,5-2,1 раза по сравнению с отсутствием реагентов в воде за 6 часов ее отстоя. С увеличением времени отстоя кратность растет. При использовании реагентов Дин-4 и РИК-1, LML-4312 кратность увеличения концентрации нефти за 24 часа отстоя возрастает, особенно при повышенных дозировках (рис. 2). С увеличением гидрофобности деэмульгаторов степень отрицательного влияния на качество подготовки сточных вод снижается, кратность увеличения концентрации нефти не превышает 2 раз даже при существенных передозировках реагентов.

Высокая обводненность и агрессивность добываемой продукции, и, как следствие, высокая порывность нефтесборных коллекторов обусловили широкое применение ингибиторов коррозии.

Химический состав их разнообразен, но, в основном, это растворы ПАВ в органических растворителях. Растворимость и распределение в фазах эмульсии, влияние на стойкость эмульсии и качество сбрасываемой воды не всегда учитываются при использовании. Технологии применения ингибиторов предусматривают как дозированную подачу, так и подачу в виде пробок и ударных дозировок. Кроме того, известен опыт применения заливок в межтрубное пространство добывающих скважин вододиспергируемых ингибиторов коррозии в товарной форме, в результате чего происходит неконтролируемый вынос реагента с продукцией до-

бывающих скважин и локальная передозировка, что приводит к образованию стабильных прямых эмульсий и солюбилизации нефти в пластовой воде. Были проведены лабораторные исследования с ингибиторами коррозии и ингибиторами-бактерицидами СМПХ-004, СМПХ-6301, амфикор-Н, напор-1007, Рекод-608, СМПХ-6030, которые в настоящее время широко применяются на промыслах ОАО «Татнефть».

Установлено, что ингибитор-бактерицид Напор-1007 (рис. 3) не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки сточной воды даже при повышенных расходах, в то время как негативное влияние других реагентов очевидно, особенно в случае передозировок. Необходимо отметить такие реагенты, как СМПХ-1004, СМПХ-6301 и амфикор-Н, повышенные концентрации которых в воде приводят к увеличению кратности остаточной нефти в воде по сравнению с их отсутствием.

Для интенсификации добычи нефти применяется значительное количество химреагентов (до 2 кг на 1 т добытой нефти), многие из которых стабилизируют водонефтяные эмульсии или способствуют образованию и выносу стабилизаторов эмульсий [2]. Поступление на установки подготовки нефти устойчивых эмульсий, содержащих значительное количество как природных, так и привнесенных стабилизаторов, приводит к осложнениям в процессах подготовки нефти и воды.

Среди технологий, применяемых для увеличения нефтеизвлечения, широкое распространение получили методы с использованием ПАВ. Углеводородные композиции, включающие ПАВ, за счет снижения межфазного натяжения на границе «нефть-вода» и образования обратных эмульсий позволяют осуществить доотмыв остаточной нефти, повысить охват пласта заводнением и выравнивание фронта вытеснения, увеличить проницаемость продуктивного коллектора и призабойной зоны добывающих скважин.

В последнее время применяют чередующуюся закачку оторочки микроэмульсий типа «нефть в воде» и «вода в нефти» с применением реагентов серии РДН, способствующих образованию агрегативно-устойчивых эмульсионно-дисперсных систем.

В композициях, используемых в методах увеличения нефтеизвлечения (МУН), применяются такие реагенты как СМПХ-9633, СМПХ-9010, РДН-1, неолон АФ<sub>9-12</sub>.

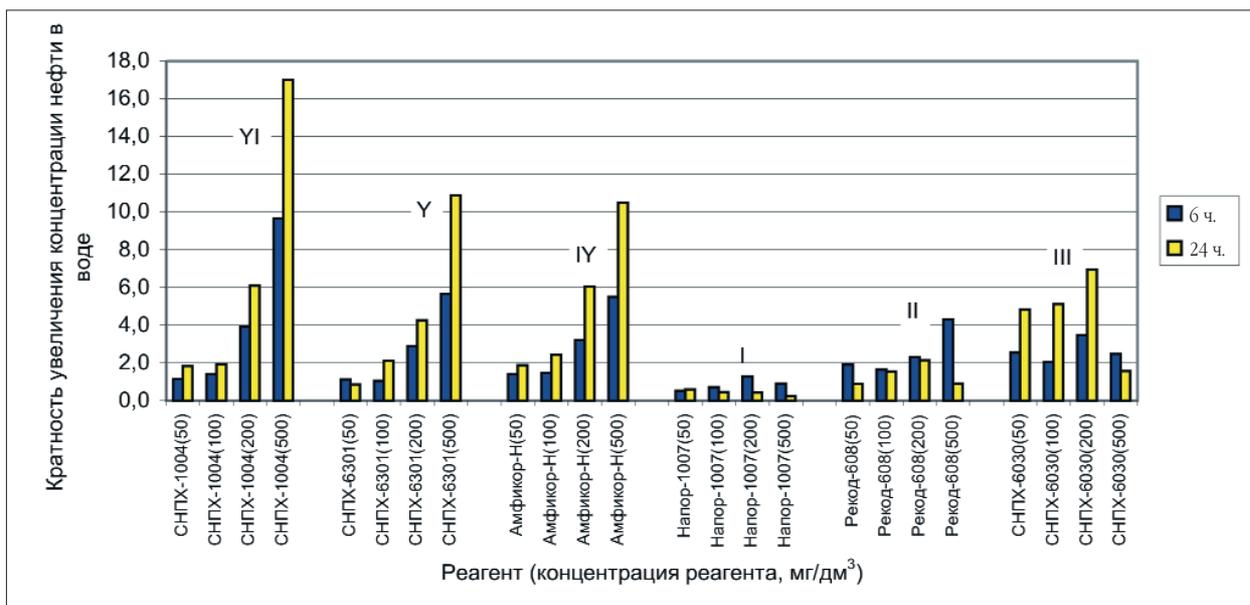


Рис. 3. Изменение кратности увеличения концентрации нефти в очищаемой воде в присутствии ингибиторов коррозии

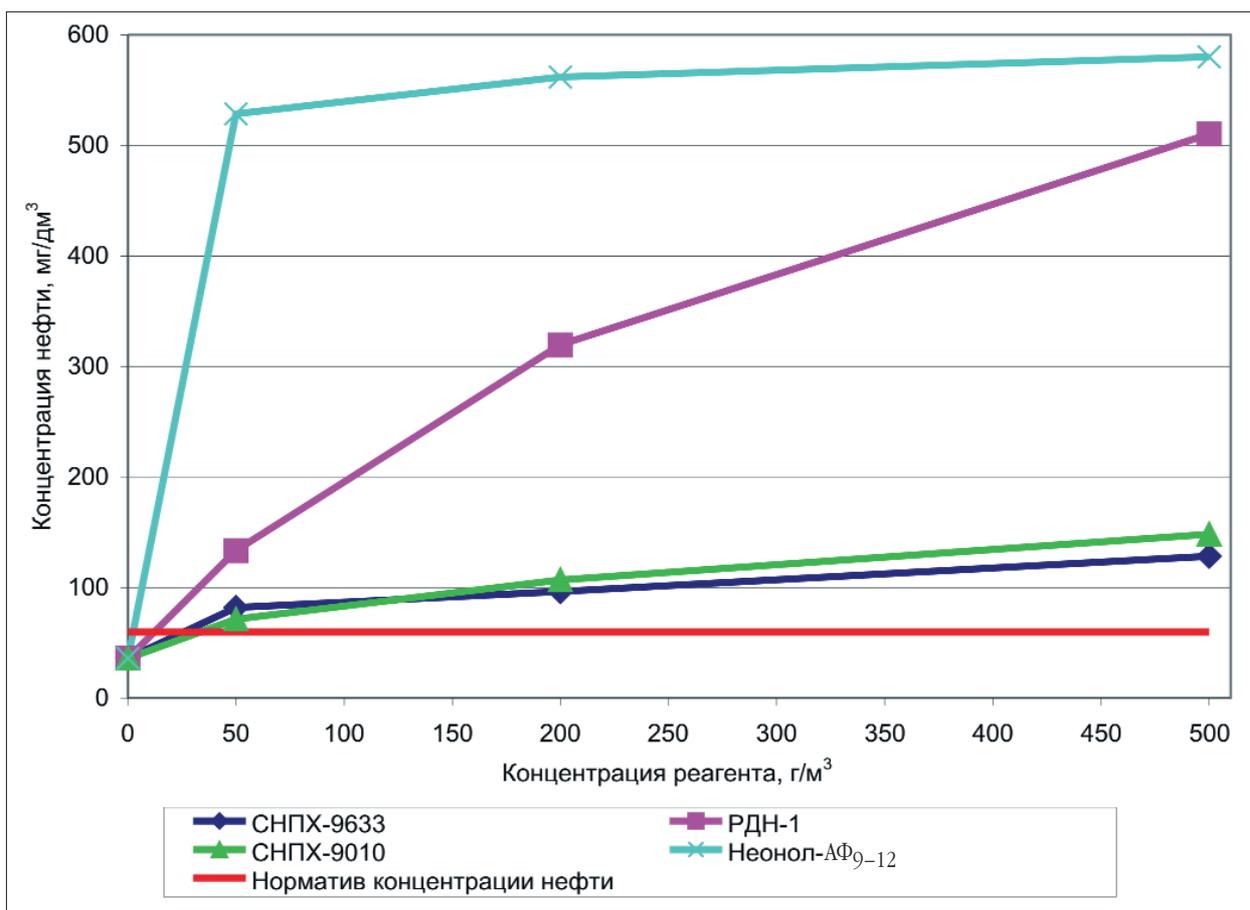


Рис. 4. Влияние реагентов, используемых для МУН, на остаточную концентрацию нефти в сточной воде (6 ч. отстоя)

Исследования, проведенные с данными реагентами, свидетельствуют об их негативном влиянии на качество подготовки воды, причем отрицательный эффект в большей степени обнаружен у неолола – АФ<sub>9-12</sub> и РДН-1 (рис. 4). Также установлено, что при совместном присутствии деэмульгаторов, ингибиторов коррозии и реагентов, используемых для увеличения нефтеизвлечения и ухудшающих качество сточной воды, степень негативного влияния возрастает.

Таким образом, установлено отрицательное влияние некоторых реагентов, применяемых в процессах нефтедобычи, на качество подготовки сточных вод. Это

подчеркивает необходимость комплексной оценки всех применяемых химических реагентов.

### Список литературы

1. Космачева Т.Ф. Совершенствование технологии подготовки нефти на основе оптимизации применения деэмульгаторов: Дисс. канд. техн. наук. – Бугульма, 2005. – 157 с.
2. Губайдулин Ф.Р. и др. Влияние химических реагентов, применяемых при добыче нефти, на устойчивость водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №8. – С. 68-70.

## ИСПЫТАНИЕ СРЕДСТВ ПОТОЧНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ СТОЧНЫХ ВОД

*Кудряшова Л.В., Сахабутдинов Р.З.,  
Хабибуллин И.Я. (ТатНИПИнефть),  
Карамов Ф.А. (КГТУ),  
Саиткулов В.Г., Хуснутдинов Ш.Н.  
(ООО «Фирма «Мера»)*

**В** настоящее время для определения основных параметров качества сточной воды на объектах ОАО «Татнефть», таких как концентрация остаточной нефти, механических примесей и растворенного кислорода, используются методы анализа, требующие для их выполнения длительное время, как правило, 3-4 часа. Учитывая длительность и трудоемкость анализов, контроль качества закачиваемой воды выполняется с периодичностью от 1 до 4 раз в сутки. Такая периодичность не позволяет своевременно реагировать на изменение технологического процесса подготовки воды и принимать необходимые меры для предотвращения попадания в систему ППД воды не соответствующего качества.

Анализ существующих как отечественных, так и импортных поточных анализаторов растворенного кислорода показал, что зачастую они разработаны для других отраслей и не учитывают специфику анализируемых нефтепромысловых сточных вод. Известны импортные средства контроля нефти в воде, в частности, немецкая фирма «DECMA HAMURG GmbH» выпускает оптические анализаторы марки ОМД, имеющие стоимость более 10 тыс. долл. США и требующие частой промывки оптической системы.

Для усиления контроля основных параметров сточной воды необходимы поточные средства контроля, которые должны устанавливаться непосредственно на объектах подготовки сточных вод, а информация о текущем значении определяемых параметров отображаться или на дисплее вторичного прибора или через интерфейс RS передаваться на ПЭВМ.

Специалистами ТатНИПИнефть и КГТУ разработан и испытан анализатор РК-1, предназначенный для непрерывного контроля концентрации растворенного кислорода в сточной и пресной водах непосредственно в трубопроводе или другом технологическом оборудовании при давлении выше атмосферного (до 4,0 МПа).

Принцип работы измерительной системы основан на определении предельного тока восстановления проникающего через избирательную мембрану растворенного в сточной воде кислорода. Величина тока при этом определяется концентрацией кислорода.

Электронно-измерительное устройство состоит из следующих электронных блоков: первичной обработки информации, основного электронно-вычислительного и архивации данных измерений (табл.1). Блок первичной обработки преобразует информацию с датчика измерителя концентрации кислорода и температуры.

Основной блок производит математическую и статистическую обработку полученных данных с учетом коррекции на соленость и температуру воды и выводит информацию на жидкокристаллический дисплей в удобном для пользователя виде. В измерительном приборе предусмотрена возможность привязки полученных данных к реальному времени, архивации их в необходимом виде и передачи на ПЭВМ.

Многочисленные лабораторные испытания показали хорошую сходимость результатов с результатами лабораторного анализатора фирмы «METTLER TOLEDO».

Промысловые испытания поточного анализатора РК-1 успешно прошли на очистных сооружениях Карабашского товарного парка НГДУ «Иркеннефть». Результаты представлены в табл. 2.

Таблица 1

Технические характеристики анализатора растворенного кислорода РК-1

| Наименование показателя   | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Диапазон измерения , мг/л   | от 0 до 14                       |
| Температура измеряемой среды, °С  | от 0 до 50                       |
| Погрешность измерений,%   | 2,5                              |
| Инерционность, с  | 10                               |
| Индикация   | цифровая                         |
| Выходной сигнал   | аналоговый                       |
| Блок архивации данных, значений   | 500                              |
| Напряжение питания от сети переменного тока, В  | 220±15%                          |
| Габаритные размеры, мм, не более<br>– измерительного устройства<br>– измерительной камеры<br>– первичного преобразователя | 250x200x80<br>100x90x30<br>16x80 |

Таблица 2

Результаты испытаний анализатора растворенного кислорода РК-1

| № замера | Концентрация кислорода (C <sub>O<sub>2</sub></sub> ), мг/дм <sup>3</sup> |                             | Δ C <sub>O<sub>2</sub></sub> , мг/дм <sup>3</sup> | Относительное расхождение показаний, % |
|----------|--|-----------------------------|---|--|
|          | Анализатор РК-1  | Анализатор «METTLER TOLEDO» |   |  |
| 1        | 0,13   | 0,12                        | 0,01  | 8                                      |
| 2        | 0,14   | 0,12                        | 0,02  | 17                                     |
| 3        | 0,14   | 0,12                        | 0,02  | 17                                     |
| 4        | 0,12   | 0,12                        | 0   | 0                                      |
| 5        | 0,12   | 0,11                        | 0,01  | 9                                      |
| 6        | 0,12   | 0,12                        | 0   | 0                                      |
| 7        | 0,12   | 0,11                        | 0,01  | 9                                      |
| 8        | 0,10   | 0,11                        | -0,01   | 9                                      |
| 9        | 0,10   | 0,11                        | -0,01   | 9                                      |
| 10       | 0,11   | 0,11                        | 0   | 0                                      |
| 11       | 0,11   | 0,11                        | 0   | 0                                      |
| 12       | 0,12   | 0,12                        | 0   | 0                                      |
| 13       | 0,11   | 0,11                        | 0   | 0                                      |
| 14       | 0,12   | 0,11                        | 0,01  | 9                                      |
| 15       | 0,12   | 0,11                        | 0,01  | 9                                      |
| Среднее  | 0,119  | 0,114                       | 0,005   | 6,4                                    |

Технические характеристики анализатора загрязнений СТОК-101

| Наименование показателя   | Значение        |
|---|-----------------|
| Диапазон измерения загрязнений, мг/дм <sup>3</sup> , в пределах                   | от 0 до 200     |
| Граница погрешности,%, не более*  | ±10,0           |
| Инерционность, с  | 1,0             |
| Индикация   | цифровая        |
| Выходной сигнал   | цифровой код    |
| Напряжение питания от сети переменного тока, В                                    | 220±15%         |
| Температура окружающей среды, °С  | от 0 до 40      |
| Характеристика измеряемой среды (сточной воды):                                   |                 |
| – плотность, г/см <sup>3</sup>  | от 1,00 до 1,18 |
| – температура измеряемой среды, °С  | от 0 до 30      |
| – максимальное рабочее давление, МПа  | 4,0             |
| – максимальная скорость потока жидкости, м/с                                      | 5,0             |
| – массовая концентрация нефтепродуктов, мг/дм <sup>3</sup> , не более             | 150             |
| – массовая концентрация механических примесей, мг/дм <sup>3</sup> , не более      | 50              |
| – массовая концентрация загрязнений, мг/дм <sup>3</sup> , не более                | 200             |
| – массовая концентрация растворенного сероводорода, мг/дм <sup>3</sup> , не более | 180,0           |

Таблица 4

Результаты испытаний анализатора загрязнений СТОК-101

| № пробы | Стандартные методы                                    |   |   | Анализатор загрязнений СТОК-101 | Δ C <sub>O<sub>2</sub></sub> , мг/дм <sup>3</sup> | Относительное расхождение показаний, % |
|---------|---|---|---|---------------------------------|---|--|
|         | Концентрация нефти в сточной воде, мг/дм <sup>3</sup> | Концентрация ТВЧ в сточной воде, мг/дм <sup>3</sup> | Суммарное значение концентрации (Сз1), мг/дм <sup>3</sup> |                                 |   |  |
| 1       | 15,5  | 8,3   | 23,8  | 18                              | -5,8  | 24                                     |
| 2       | 14,1  | 5,4   | 19,5  | 19                              | -0,5  | 3                                      |
| 3       | 13,1  | 6,2   | 19,3  | 20                              | 0,7   | 4                                      |
| 4       | 12,8  | 5,8   | 18,6  | 19                              | 0,4   | 2                                      |
| 5       | 12,9  | 6,3   | 19,2  | 22                              | 2,8   | 15                                     |
| 6       | 12,5  | 4,4   | 16,9  | 21                              | 4,1   | 24                                     |
| 7       | 11,6  | 5,7   | 17,3  | 17                              | -0,3  | 2                                      |
| 8       | 10,4  | 6,7   | 17,1  | 18                              | 0,9   | 5                                      |
| 9       | 13,1  | 4,9   | 18,0  | 20                              | 2,0   | 11                                     |
| 10      | 11,2  | 9,6   | 20,8  | 21                              | 0,2   | 1                                      |
|         | среднее   |   | 19,1  | 19,5                            | 0,4   | 9,1                                    |

Поскольку одним из источников попадания кислорода в закачиваемую воду являются насосные агрегаты, при помощи анализатора можно осуществлять контроль за их работой. Для этого анализатор необходимо установить согласно схеме, приведенной на рисун-

ке. В настоящее время анализатор проходит сертификацию как средство измерения.

Для непрерывного определения концентрации загрязнений (суммарно нефть и твердые взвешенные частицы) закачиваемой воды специалистами ТатНИПИнефть

и ООО «Фирма «Мера» (г. Казань) разработан анализатор Сток-101.

Принцип работы анализатора Сток-101 основан на отражении ультразвуковых сигналов от загрязняющих сточную воду частиц. Концентрация загрязнений определяется по числу периодов отраженного сигнала в определенном интервале времени и на различных уровнях величины отраженного сигнала. В состав анализатора входят: ультразвуковой раздельно-совмещенный преобразователь, который монтируется на трубопровод без остановки технологического процесса подачи сточной воды; ультразвуковой генератор для возбуждения передающего пьезоэлемента; предварительный усилитель для приема и обработки отраженного сигнала; автоматически регулируемый по уровню компаратор для регистрации и подсчета отраженных периодов сигнала, который формирует цифровой код, пропорциональный величине загрязнений в сточной воде. Эти данные через интерфейс RS 485 передаются на ПЭВМ для отображения и хранения информации. Технические характеристики анализатора Сток 101 приведены в табл. 3.

Для проведения промышленных испытаний изготовлены и установлены 3 опытных образца анализатора Сток -101 на очистных сооружениях НГДУ «Альметьевнефть», «Лениногорскнефть», «Иркеннефть». Результаты сравнительных испытаний показаний анализатора Сток-101 с результатами стандартных методов определения концентрации нефти и твердых взвешенных частиц на Карабашских очистных сооружениях НГДУ «Иркеннефть» приведены в табл. 4. Полученные значения укладываются в норматив погрешности.

При внедрении анализатора появится возможность осуществлять постоянный контроль среднестатистической концентрации загрязнений на конкретном объекте, своевременно получать информацию об изменении (увеличении) пороговой концентрации и принимать необходимые меры. Анализатор Сток -101 в настоящее время также проходит сертификацию.

Таким образом, проведенные испытания разработанных средств контроля подтвердили работоспособность анализаторов и возможность организации непрерывного контроля указанных параметров закачиваемых в систему ППД сточных вод.



На снимке: поточный анализатор кислорода РК-1



Рис. Схема подключения поточного анализатора кислорода РК-1:  
1-7 – вентили; 8 – проточная измерительная ячейка; 9 – датчик анализатора РК-1;  
10 – электронный блок анализатора РК-1



На снимке: анализатор загрязнений Сток-101

## МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ СИСТЕМЫ ППД

**Фаттахов Р.Б., Андреев И.И., Степанов В.Ф.**  
(ТатНИПИнефть)

Система поддержания пластового давления (ППД) ОАО «Татнефть» в период максимальной добычи нефти обеспечивала закачку воды около 300 млн м<sup>3</sup> в год при средней приемистости нагнетательных скважин 210 м<sup>3</sup>/сут. Естественное падение добычи нефти привело к снижению объемов закачиваемой воды, и, начиная с 1994 г. по настоящее время, среднегодовой объем закачки сократился в 2 раза при средней приемистости скважин 180 м<sup>3</sup>/сут. На всех кустовых насосных станциях (КНС) системы ППД с момента ее организации использовались насосные агрегаты типа ЦНС 180, которые перестали соответствовать объемам закачки. Поэтому с 1994 г. осуществлена масштабная замена насосных агрегатов ЦНС 180 на малорасходные (МРН) с подачей 20-25, 40-45, 63, 80 м<sup>3</sup>/ч, в настоящее время две трети насосного парка составляют МРН. Увеличение насосного парка системы ППД на 7% по сравнению с 1995 г. при уменьшении закачки воды почти в 2 раза, рост цен на электроэнергию и ремонт, повсеместное внедрение циклической и импульсной закачек в системе ППД требуют пересмотра оснащённости КНС насосами под закачку с целью минимизации эксплуатационных затрат.

В рамках новой концепции реконструкции системы ППД ОАО «Татнефть», принятой в 2003 г., поставлена задача комплексной оптимизации процессов ППД. Одним из направлений данной концепции предусматривается эффективное использование имеющейся гаммы насосного оборудования КНС, разработка методики подбора оптимальных насосов для КНС.

Предлагаемая методика устанавливает технико-экономические показатели, по которым осуществляется выбор насоса КНС в конкретной технологической схеме системы ППД с наибольшей эффективностью

его использования. Методика (и компьютерная программа на ее базе) является инструментом, позволяющим решать целый комплекс инженерных задач, стоящих перед технологом ППД, в частности анализировать:

- соответствие трубопроводной сети и существующих насосов;
- устойчивость системы «трубопроводная сеть – насос» при изменении:
  - режимов работы насосов;
  - элементов и конфигурации трубопроводной сети (подключение или отключение скважин, перегруппировка скважин или «расшивка водоводов»);
- возможность работы насоса на соседнюю КНС при закольцовке;
- изменение режимов закачки;
- возможность учитывать необходимость повышения напора для осуществления обратной промывки скважин;
- условия работы в зимний / летний периоды.

Методика предусматривает два этапа по выбору насоса КНС. На первом этапе по имеющимся техническим характеристикам насосов (паспортным для нового или фактическим, измеренным в промышленных условиях) производится выбор насосов, позволяющих осуществлять требуемую закачку. Второй этап предусматривает экономическую оценку предварительно выбранных насосов, что позволяет выбрать насос с наименьшими эксплуатационными затратами.

Рассмотрим основные методологические подходы к выбору насоса КНС, отраженные в методике.

На основании характеристик насосов аппроксимированием получена зависимость напора и коэффициента полезного действия (КПД) насоса от его подачи. В

общем виде уравнения напорных характеристик насосов ( $H_{yрaвi}$ ) и КПД ( $\eta_{yрaвi}$ ) можно представить в виде:

$$H_{yрaвi} = BQ^3 + LQ^2 + MQ + R, \quad (1)$$

$$\eta_{yрaвi} = KQ^4 + SQ^3 + GQ^2 + WQ, \quad (2)$$

где  $B, L, M, R, K, S, G, W$  – коэффициенты.

Для подбора насоса КНС необходимо собрать исходные данные по трубопроводной сети, работе КНС. Исходные данные представляют соответствующие службы НГДУ: максимально заданное время работы насоса КНС за сутки ( $T_c$ , ч); суточную закачку КНС ( $Q_{зак}$ , м<sup>3</sup>/сут); объемы закачки в нагнетательные скважины ( $Q_{закi}$ , м<sup>3</sup>/сут); давление на устье (давление закачки) нагнетательных скважин ( $P_{закi}$ , МПа); геодезические отметки устья нагнетательных скважин ( $Z_{2i}$ , м) и блока гребенки (БГ) КНС ( $Z_1$ , м); плотность закачиваемой воды ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>); давление на входе в насос ( $P_1$ , МПа); схему обвязки КНС с указанием протяженности ( $L_i$ , м), типа, размера и возраста трубопроводов.

Для построения характеристики трубопроводной сети производится ее гидравлический расчет. Гидравлический расчет разветвленной сети разводящих водоводов проводят в направлении, противоположном течению жидкости – от нагнетательных скважин к насосу. Разветвленная сеть разводящих водоводов разбивается на участки. При гидравлическом расчете разветвленной сети разводящих водоводов определяются:

– потери напора на всех слагаемых ветвях участков трубопроводной сети от каждой нагнетательной скважины до блока гребенки ( $H_{бг}$ ), складывающиеся из потерь напора при нагнетании воды в нефтеносный пласт через нагнетательную скважину ( $H_y$ ); потерь напора на трение от скважины до блока гребенки ( $H_{потr} = \Sigma k_i Q_{закi}^2$ , где  $k_i$  – коэффициент гидравлических потерь); разницы геодезических отметок устья скважин и БГ ( $\Delta Z$ );

– максимальный напор на БГ.

Максимальный напор на БГ определяется в следующей последовательности. Рассчитывается внутренний диаметр ( $D$ , м), скорость потока воды ( $V$ , м/с) для каждой ветви участка трубопроводной сети, представляющей собой простой трубопровод. Определяется коэффициент гидравлических потерь ( $k_i$ , с<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>) простого трубопровода с защитным внутренним покрытием по формуле [1]:

$$k_i = 1,05 \cdot \frac{0,00111}{D^{5,226} \cdot V^{0,226}} \cdot L_i, \quad (3)$$

где 1,05 – коэффициент, учитывающий местные потери в трубопроводе;  $L_i$  – длина участка трубопровода, м. Напор на всех слагаемых участках трубопроводной сети от нагнетательной скважины до БГ рассчитывается по формуле:

$$H_{бг} = H_y + \Sigma k_i Q_i^2 + \Delta Z, \quad (4)$$

Для дальнейшего расчета принимается полученный максимальный напор на БГ ( $H_{бг max}$ ) с вычетом подпора на входе в насос, являющийся напором рассчитываемой трубопроводной сети.

Коэффициент суммарных гидравлических потерь по всем участкам сложного трубопровода ( $k$ , с<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>), состоящего из нескольких простых, соединенных последовательно-параллельно, определяется по формуле [2]:

$$k = \Sigma k_i + \left( \Sigma \frac{1}{\sqrt{k_i}} \right)^2. \quad (5)$$

Зная суточную закачку КНС ( $Q_{зак}$ , м<sup>3</sup>/сут) и время работы насоса за сутки ( $T_c$ , ч), рассчитывается минимальная подача насоса ( $Q_{н}$ , м<sup>3</sup>/ч) = ( $Q_{зак}/T_c$ ). Зная напор трубопроводной сети, суммарный коэффициент гидравлических потерь ( $k$ ) трубопроводной сети, из уравнения напорной характеристики трубопроводной сети [3]:

$$H_{бг max} = H_{cm} + kQ^2, \quad (6)$$

определяем статический напор:

$$H_{cm} = H_{бг max} - kQ^2. \quad (7)$$

Задаваясь определенными значениями расхода ( $Q$ ) в формуле (6), строится характеристика трубопроводной сети без регулирования.

Решая совместно уравнения характеристики трубопроводной сети и напорных характеристик насосов, определяются подачи насосов ( $Q_{Ii}$ ), при которых их характеристики пересекаются:

$$H_{бг max} - H_{yрaвi} = (H_{cm} + kQ^2) - H_{yрaвi} \leq \epsilon, \quad (8)$$

где  $\epsilon$  – принятое малое число (например,  $\epsilon=1,0$  м).

Подставляя полученные  $Q_{Ii}$  в соответствующие уравнения напорных характеристик насосов, определяют напоры  $H_{Ii}$ . При этом должны соблюдаться условия – подача насоса должна находиться в рабочей зоне характеристики насоса ( $0,7 Q_{ном} < Q < 1,2 Q_{ном}$ ) и обеспечивать суточную закачку КНС.

В реальных условиях для обеспечения требуемых объемов закачки в нагнетательные скважины произво-

дится регулирование подачи изменением характеристик трубопроводной сети или насоса. В промышленной практике для изменения характеристики трубопроводной сети применяется способ дросселирования с использованием штуцерирующих устройств. На основе анализа изменения энергетических затрат выявлены пределы допустимых изменений напоров при регулировании подачи (при минимальном напоре в рабочей зоне –  $H_{min}$ ) для насосов: с пологой характеристикой  $F = 80-200$  м, с крутопадающей –  $F = 350-400$  м. Один из способов изменения характеристики насоса – уменьшение количества рабочих ступеней (колес). При этом достигается снижение напора при работе насоса на трубопроводную сеть. Данный способ применим при неизменности элементов и конфигурации трубопроводной сети, режима работы насоса.

Находим допустимое регулирование напора насоса ( $F$ , м). Последовательно подставляя в соответствующее уравнение (1) значение подачи при режиме закачки КНС ( $Q_n = Q_{2i}$ ) и максимальную подачу насоса в рабочей зоне ( $Q_{max}$ ), определяются соответственно значение напора насоса при дросселировании ( $H_{mp2}$ ) и минимальное значение напора насоса в рабочей зоне  $H_{min}$ . При этом должны соблюдаться условия:

$$H_{mp2} \leq H_{min} + F, \quad (9)$$

$$Q_{2i} \geq 1,1 Q_n. \quad (10)$$

Если условия (9, 10) не соблюдаются, насос не рассматривается.

Уравнение напорной характеристики трубопроводной сети (6) с учетом дросселирования будет иметь вид [3]:

$$H_{mp2} = H_{cm} + kQ^2 + \alpha Q^2. \quad (11)$$

где  $H_{mp2}$  – гидравлические потери на задвижке, м;  $\alpha$  – коэффициент сопротивления задвижки,  $c^2/m^5$ .

Учитывая, что  $H_{mp2} = H_2$ , из формулы (11) находим коэффициент сопротивления задвижки:

$$\alpha = \frac{H_2 - H_{cm} - kQ^2}{Q^2}. \quad (12)$$

Задаваясь определенными значениями расхода ( $Q$ ) в формуле (11), строится характеристика трубопроводной сети.

При изменении характеристики насоса, количество ступеней ( $\Delta\gamma$ ), которое необходимо снять для получения необходимого напора, определяется по формуле:

$$\Delta\gamma = \left(1 - \frac{H_c}{H_n}\right) \gamma \quad (13)$$

где  $H_c$  – напор, необходимый для получения заданного расхода, м;  $H_n$  – напор насоса, соответствующий расходу по рабочей характеристике, м;  $\gamma$  – полное количество ступеней.

При прогнозировании снижения суммарной приемистости нагнетательных скважин строится характеристика трубопроводной сети, проходящая параллельно основной характеристике трубопроводной сети ( $H_{mp1}$ ) и сети, полученной после регулирования ( $H_{mp2}$ ).

Тогда формула (11) примет вид:

$$H_{mp3} = \beta H_{cm} + kQ^2 + \alpha Q^2, \quad (14)$$

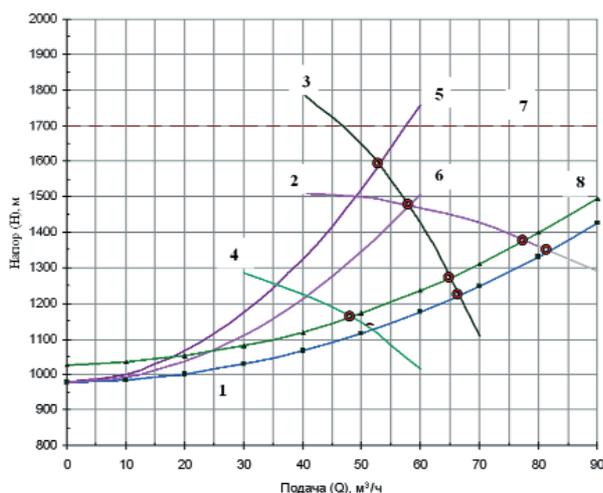
где  $H_{mp3}$  – напорная характеристика трубопроводной сети при снижении приемистости скважин;  $\beta$  – коэффициент, учитывающий прогнозируемое суммарное снижение приемистости скважин (например 0,1).

Выбираются те насосы, которые могут работать на все три характеристики трубопроводной сети из условия, если произойдет суммарное снижение приемистости скважин, или на две характеристики – при своевременном проведении обработок призабойных зон (ОПЗ) скважин при обеспечении суточной закачки КНС.

Окончательный выбор насоса производится после оценки по технико-экономическим показателям. В качестве оценочного показателя приняты годовые суммарные эксплуатационные затраты на закачку. Текущие эксплуатационные затраты ( $C$ , тыс. руб.) на годовой объем закачки технологической жидкости ( $Q_G$ ) рассчитываются по формуле:

$$C = \frac{0,0023871 Q H_{урав} \rho}{\eta_{урав} \cdot \eta_{эд}} \cdot \left(\frac{C_{э} Q_{зак}}{24Q}\right) + \left(\frac{C_{кр}}{t_p} + \frac{C_{мп}}{t_m} + \frac{C_o}{\Pi_{то}}\right) + 10^{-2} (C_{на} \cdot H_{на}), \quad (15)$$

где  $\eta_{эд}$  – коэффициент полезного действия электродвигателя;  $C_{э}$  – стоимость 1 кВт·час электроэнергии, руб.;  $Q_{зак}$  – суточная закачка КНС, м<sup>3</sup>/сут;  $Q$  – подача (производительность) насоса, м<sup>3</sup>/ч;  $C_{кр}$  и  $C_{мп}$  – стоимость капитального и текущего ремонта соответственно, тыс. руб.;  $C_o$  – стоимость технического обслуживания, тыс. руб.;  $t_p$  – ресурс до первого капитального ремонта, ч;  $t_m$  – межремонтный период насоса, ч;  $\Pi_{то}$  – периодичность технического обслуживания насоса, ч;  $C_{на}$  – стоимость насосного агрегата, тыс. руб.;  $H_{на}$  – годовой норматив амортизационных отчислений, %.



**Рис. Напорные характеристики трубопроводной сети и насосов:**

1 – характеристика трубопроводной сети ( $H_{тp1}$ ); 2, 3, 4 – характеристики Q-H соответственно насосов ЦНС 63-1400, ГНУ-1500-1500, ЦНС 40-1200; 5, 6 – характеристики трубопроводной сети ( $H_{тp2}$ ), полученные регулированием задвижкой соответственно для насосов ГНУ-1500-1500, ЦНС 63-1400; 7 – линия, ограничивающая напор насосов; 8 – характеристика трубопроводной сети ( $H_{тp3}$ ), полученная при снижении приемистости скважин

Выбираются насосы с минимальными эксплуатационными затратами (С).

Пример выбора насоса КНС по техническим параметрам и проведение его экономической оценки.

На основе промысловых данных (КНС–14, НГДУ «Прикамнефть») по изложенной методике построена характеристика трубопроводной сети  $H_{тp1}$ , представленная на рисунке (кривая 1). Рассчитаны  $H_{ог\ max} = 1125\text{ м}$ ;  $Q_n = 53\ \text{м}^3/\text{ч}$ . при суточной закачке КНС  $Q_{зак} = 1050\ \text{м}^3/\text{сут}$  и времени работы насоса в сутки  $T_c = 20\ \text{ч}$ . Решая совместно уравнения (8) и (1), определены подача и напор насосов, работающих на  $H_{тp1}$  при соблюдении условий  $0,7 Q_{ном} < Q < 1,2 Q_{ном}$  и обеспечения суточной закачки ( $Q > Q_n$ ). Полученным значениям  $Q$  и  $H$  соответствуют насосы ГНУ 1500-1500 ( $Q=66\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 1238\ \text{м}$ ) и ЦНС 63-1400 ( $Q = 82\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H=1470\ \text{м}$ ) – соответственно кривые 3,2 (см. рисунок). Указанные насосы имеют возможность регулирования подачи при помощи дросселирования и в случае снижения приемистости скважин.

Используя формулу (15), произвели расчет стоимости закачки  $1\ \text{м}^3$  технологической жидкости ( $C_{1\text{м}^3}$ ). Результаты расчета представлены в табл. 1.

По проведенной экономической оценке с наименьшими эксплуатационными затратами на трубопроводную сеть  $H_{тp1}$  работает насос ГНУ-1500-1500.

Для обеспечения требуемого режима закачки КНС ( $Q_n=53\ \text{м}^3/\text{ч}$ ) за установленное время ( $T_c=20\ \text{ч}$ ) производится регулирование подачи насосов ГНУ-1500-1500, ЦНС 63-1400 способом дросселирования. Получили для насоса ГНУ-1500-1500 ( $Q = 53\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 1580\ \text{м}$ ), для ЦНС 63-1400 ( $Q = 58\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 1480\ \text{м}$ ). Требуемые условия  $0,7 Q_{ном} < Q < 1,2 Q_{ном}$  и (9,10) соблюдаются. Этой же подаче в рабочей зоне соответствует насос ЦНС 40-1400. Однако напорная характеристика насоса ЦНС 40-1400 не пересекает трубопроводную сеть  $H_{тp1}$ . Рассмотрим для насоса ЦНС 40-1400 вариант снятия рабочих ступеней. Насос ЦНС 40-1400 (количество ступеней  $\gamma=12$ ) при  $Q = 53\ \text{м}^3/\text{ч}$  развивает напор  $H_n = 1350\ \text{м}$ . Количество ступеней, которое необходимо снять с насоса для получения необходимого напора  $H_c = H_{ог\ max} = 1125\ \text{м}$  по формуле (13) равно двум.

Напорная характеристика насоса ЦНС 40-1400 с двумя снятыми ступенями (ЦНС 40-1200) пересекает характеристику трубопроводной сети при  $Q = 53\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 1140\ \text{м}$  (кривая 4, рис.).

Проведем экономическую оценку трех насосов по затратам электроэнергии, используя первое слагаемое в формуле (15). Для насоса ЦНС 40-1200 учтены затраты по снятию ступеней, равные 60,0 тыс. руб. Результаты расчета затрат электроэнергии по месяцам представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, насос ЦНС 40-1200 окупается на второй месяц в сравнении с насосом ЦНС 63-1400, и на третий месяц – в сравнении с ГНУ 1500-1500.

Однако при выборе насоса или принятии решения о снятии ступеней следует иметь в виду, что режимы работы насоса могут изменяться. Так, например, при увеличении закачки (подключении дополнительного количества скважин) насос ЦНС 40-1200 ее не обеспечит (рис.).

Таблица 1

**Экономическая оценка для насосов ГНУ-1500-1500, ЦНС 63-1400**

| ГНУ-1500-1500 |      |      |                                     | ЦНС 63-1400 |      |      |                                     |
|---------------|------|------|-------------------------------------|-------------|------|------|-------------------------------------|
| Q, м³/ч.      | H, м | η, % | $C_{1\text{м}^3} = C/Q_T$ , руб./м³ | Q, м³/ч.    | H, м | η, % | $C_{1\text{м}^3} = C/Q_T$ , руб./м³ |
| 66            | 1240 | 60   | 9,19                                | 82          | 1350 | 60   | 10,06                               |

Затраты электроэнергии сравниваемых насосов

| Наименование показателя                        | ЦНС 40-1200 | ГНУ-1500-1500 | ЦНС 63-1400 |
|--|-------------|---------------|-------------|
| Подача, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч.               | 53          | 53            | 58          |
| Напор, $H$ , м                                 | 1140        | 1590          | 1470        |
| КПД насоса $\eta$ , %                          | 52          | 66            | 54          |
| Время работы насоса в сутки, $T_c$ , ч.        | 20,0        | 20,0          | 18,1        |
| Коэффициент эксплуатации                       | 0,833       | 0,833         | 0,754       |
| Плотность воды, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>     | 1176        | 1176          | 1176        |
| Стоимость 1 кВт·ч э/энергии, $C_э$ , руб.      | 0,634       | 0,634         | 0,634       |
| КПД электродвигателя, $\eta_{эд}$              | 0,96        | 0,96          | 0,96        |
| Затраты э/энергии по месяцам $C_1$ , тыс. руб. |             |               |             |
| n = 1  | 288         | 253,5         | 294,9       |
| n = 2  | 516         | 506,9         | 589,8       |
| n = 3  | 744         | 760,4         | 884,7       |
| n = 4  | 972         | 1013,8        | 1179,7      |
| n = 5  | 1200        | 1267,3        | 1474,6      |
| n = 6  | 1428        | 1520,7        | 1769,5      |

Также и характеристика трубопроводной сети с течением времени может изменяться. Так, например, при снижении суммарной приемистости нагнетательных скважин на 5%, с использованием формулы (14) построена характеристика трубопроводной сети  $H_{мпз}$ , проходящая параллельно  $H_{мп1}$  (рис., кривая 8). При этом насос ЦНС 40-1200 будет работать на трубопроводную сеть  $H_{трз}$  с параметрами  $Q = 48$  м<sup>3</sup>/ч.,  $H = 1160$  м, что не соответствует условию по обеспечению суточной закачки  $Q < Q_n$ , 48 м<sup>3</sup>/ч.  $< 53$  м<sup>3</sup>/ч. Насосы ГНУ-1500-1500 и ЦНС 63-1400 при работе на сеть  $H_{мпз}$  обеспечивают суточную закачку КНС 1050 м<sup>3</sup>/сут за отведенное время работы 20 часов.

В рассмотренном примере, несмотря на эффективность насоса ЦНС-40-1200, при работе на все характеристики трубопроводной сети суточную закачку обеспечивают два насоса – ЦНС 63-1400 и ГНУ-1500-1500.

Таким образом, данная методика позволяет выбрать насос для системы «насос – трубопроводная сеть – нагнетательные скважины» с наименьшими эксплуатационными затратами. Разрабатываемый программный продукт на ее основе позволит технологу ППД повысить качество принимаемых решений.

### Список литературы

1. Шевелев Ф.А., Шевелев А.Ф. Таблицы для гидравлического расчета водопроводных труб. – 6-е изд., доп. и перераб. – М.: Стройиздат, 1984. – 116 с.
2. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – 3-е изд., перераб и доп. – М.: Недра, 1991. – 330 с.
3. Лопастные насосы / под общей редакцией В.А. Зимницкого и В.А. Умова. – Л.: Машиностроение, 1986. – 333 с.

# Экологическая и промышленная безопасность при разработке нефтяных месторождений



## ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Мутин И.И., Ибрагимов Р.Л., Мишанина О.Е., Хисамутдинова Е.В. (ТатНИПИнефть)*

**П**роблемы освоения, разработки нефтяных месторождений Татарстана и обеспечения экологической безопасности региона имели несколько этапов и всегда были тесно взаимосвязаны между собой.

На начальном этапе освоения нефтяных месторождений Татарстана мало кто задумывался над экологическими последствиями нефтедобычи. Отметим, что подобный подход к охране окружающей среды в 40-50-е годы был характерен для всех отраслей народнохозяйственного комплекса Советского Союза. В это время техногенная нагрузка на территорию деятельности нефтяников была относительно небольшой, и поэтому природная среда справлялась с негативными последствиями добычи нефти.

Ускоренный ввод в разработку Ромашкинского и других крупных месторождений Татарстана (выход в 70-е годы на максимальный уровень – 100 млн т в год), развитие инфраструктуры объединения «Татнефть» положили начало многим экологическим проблемам, которые приходится решать и в наше время. Строительство тысяч скважин без принятия соответствующих мер по предотвращению загрязнения почвы привело к изъятию из оборота значительных площадей сельхозугодий. Отсутствие мощностей по сбору и переработке попутнодобываемого газа привело к тому, что на юго-востоке республики горело тысячи факелов. Очевидно, что все эти факелы выбрасывали в атмосферу значительное количество загрязняющих веществ.

Следует отметить, что ряд принятых в эти годы технических и технологических решений способствовал последующему ухудшению экологической обстановки в регионе. Примером этому может служить цемен-

таж только лишь продуктивных интервалов в разрезе скважин и др.

В настоящее время природоохранная деятельность является одним из высших стратегических приоритетов в деятельности ОАО «Татнефть» и рассматривается ее руководством, всеми сотрудниками как одно из основных условий стабильного и устойчивого развития компании.

Природоохранная деятельность ОАО «Татнефть» осуществляется в соответствии с экологической политикой, которая сформирована и реализуется в соответствии со стратегией государства в области охраны окружающей среды, экологической безопасности, рационального использования природных ресурсов при обязательном соблюдении законов Российской Федерации и Республики Татарстан, требований национальных и международных экологических стандартов.

Главной целью экологической политики компании является максимально возможное предотвращение загрязнения окружающей среды на территории ее деятельности, уменьшение негативного воздействия технологических процессов разработки нефтяных месторождений и любой другой производственно-хозяйственной деятельности компании на природную среду за счет разработки, совершенствования и внедрения новых технических средств и технологий, системы экологического менеджмента, организации системы мониторинга, разработки и реализации специальных экологических программ.

Экологическая политика ОАО «Татнефть» реализуется на основе системного подхода, основанного на следующих основных принципах.

Планирование и реализация природоохранных мероприятий осуществляется с учетом природно-геогра-

фических и демографических характеристик региона деятельности компании, а также на основе первичной информации, источником которой является система ведомственного мониторинга состояния окружающей среды.

Решение экологических проблем осуществляется путем комплексного решения вопросов техники и технологии, промышленной и экологической безопасности, экономики. Для этого разрабатываются и внедряются новые техника и технологии, которые повышают не только технологическую и экономическую эффективность нефтедобычи, но и сокращают техногенную нагрузку на окружающую среду.

Эти принципы были реализованы при разработке и выполнении специальных программ – «Экология 1990-1995 гг.», «Экологическая безопасность при добыче нефти на юго-востоке Республики Татарстан 1995-2000 гг.». На этой же основе построена и действующая в настоящее время «Экологическая программа ОАО «Татнефть» на период 2000-2015 гг.».

Эффективность реализации экологических программ во многом определяется надежностью и достоверностью информации о текущей экологической обстановке на территории деятельности компании, тенденциях ее изменения. Мониторинг состояния окружающей среды при разработке нефтяных месторождений является источником первичной информации при планировании и реализации природоохранных мероприятий, выработке управленческих и технологических решений. Он является инструментом контроля эффективности реализации принятых решений.

Система мониторинга в настоящее время включает: контроль за состоянием атмосферы и гидросферы, мониторинг геологической среды, контроль за состоянием технических средств и оборудования. Реально объектами мониторинга являются как природные, так и технико-технологические объекты.

Учитывая экологическую обстановку на юго-востоке Татарстана, основное внимание уделяется контролю за состоянием атмосферного воздуха и гидросферы.

Качество пресных поверхностных и подземных вод является одним из основных индикаторов состояния природной среды в районах нефтедобычи.

Загрязняющая роль технологических процессов разработки нефтяных месторождений проявляется, прежде всего, в изменении состава подземных вод зоны активного водообмена и поверхностных вод. К показателям, ухудшающим качество воды, прежде всего

относятся повышенная концентрация хлоридов и нитратов, жесткость. При этом наличие нитратов в верхних пресных водоносных горизонтах обусловлено исключительно деятельностью АПК, а жесткость во многом определяется литологическим составом слагающих горных пород. В целом же загрязнение, связанное с сельским хозяйством, в отличие от нефтедобывающей промышленности, носит мегарегиональный характер.

Территория деятельности ОАО «Татнефть» расположена в бассейне реки Кама и ее притоков. Хозяйственно-питьевое водоснабжение юго-востока РТ базируется на местных ресурсах подземных вод (родники, колодцы, скважины). В настоящее время доля подземных вод в общем балансе хозяйственно-питьевого водоснабжения составляет около 40%, причем для городского населения – 21,5%, а для сельского – 98,5%. Общий отбор подземных вод составляет порядка 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут, из них для хозяйственно-питьевого водоснабжения используется более 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Однако запасы пресных подземных вод на юго-востоке РТ ограничены.

На территории ОАО «Татнефть» создана сеть наблюдательных постов для контроля загрязнения поверхностных и подземных вод на двух уровнях (региональном и локальном). Региональный уровень подземных вод охватывает 369 точек наблюдения, локальный – 1600. Поверхностные воды контролируются в 434 наблюдательных пунктах. Порядок ведения мониторинга, обобщение материалов проводится в соответствии с концепцией ведомственного гидромониторинга и технологическим регламентом. Анализ вод проводится по следующим основным параметрам: хлорид-ион, сульфат-ион, общая жесткость, гидрокарбонаты, водородный показатель, кальций-ион, БПК<sub>5</sub>, анионактивные ПАВ, нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии. При необходимости анализ может проводиться по 40 параметрам.

На территории деятельности ОАО «Татнефть» гидромониторинг осуществляют Росгидромет (гидропосты на крупных реках региона), ведомственные лаборатории, УПТЖ для ППД, НГДУ в пределах территории своей деятельности.

Проводимая в настоящее время модернизация системы гидромониторинга уже в ближайшее время позволит более оперативно оценивать уровни техногенной нагрузки в пределах водосборной поверхности водотоков 4-го порядка и своевременно принимать инженерно-технические решения для снижения или ликвидации негативного воздействия на водную среду.

Технология добычи нефти может сопровождаться выбросом вредных веществ в атмосферу. Наиболее крупными источниками загрязнения атмосферы у нефтяников могут быть негерметизированные резервуары, энергетические установки, газопроводы, автотранспорт.

Основные технологии, обеспечивающие улучшение экологических параметров воздушного бассейна следующие: технология улавливания легких углеводородов, выделяющихся из резервуаров; очистка газа от сероводорода с получением элементарной серы; совместный сбор нефти из отложений девона и карбона; совместный транспорт смесей нефти и газа с использованием мультифазных насосов; сепарация нефти на концевых участках систем сбора нефти и газа; технология утилизации факельного газа с выработкой электроэнергии. За 2004 г. на 38 внедренных установках УЛФ получено более 1 млн т легких фракций углеводородов.

Мониторинг атмосферного воздуха на территории деятельности ОАО «Татнефть» осуществляется промышленно-санитарной лабораторией управления «Татнефтегазпереработка». Ежегодно в 68 населенных пунктах проводится отбор и анализ проб воздуха на содержание основных загрязняющих веществ – углеводородов, сероводорода, окислов азота и др. (всего контроль ведется по 7 компонентам –  $C_1-C_{10}$ ,  $H_2S$ ,  $NO_2$ ,  $CO$ ,  $C_6H_6$ ,  $HCOH$ , пыль).

Исходя из того, что аварийность нефтепромышленного оборудования является одним из наиболее значимых факторов техногенного воздействия нефтедобычи на окружающую среду, в ОАО «Татнефть» создана и действует система мониторинга технологического оборудования. Результаты мониторинга служат информационной базой для составления обоснованных программ планово-предупредительных ремонтов, позволяющих предотвращать различного рода аварии. При этом одной из главных задач является своевременное диагностирование и определение остаточного ресурса различных трубопроводов.

Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений, сокращение объемов попутно добываемых пластовых вод почти в 2 раза, снижение аварийности (порывов) трубопроводов привело к тому, что качество воды в основных реках региона заметно улучшилось. Следует учитывать и то, что более 98% сточной воды используется для целей поддержания пластового давления (ППД), то есть возвращается в пласт.

В результате принятых мер уровень загрязнения пресных поверхностных и подземных вод существенно снизился и продолжает снижаться. Данные мониторинга гидросферы показывают, что в настоящее время содержание хлоридов – основного индикатора техногенного загрязнения – в основных реках юго-востока РТ ниже ПДК. При этом четко фиксируется сдвиг загрязнения в реках с хлоридного на нитратное. Это говорит о том, что преобладающим источником загрязнения становится сельскохозяйственная деятельность. Анализ получаемых данных показывает, что техногенная нагрузка, оказываемая нефтедобычей, сравнима с сельскохозяйственным производством, и значительно меньше, чем ущерб, наносимый автотранспортом. Так же данные мониторинга фиксируют территории с неблагоприятной обстановкой, где требуется принятие управленческих решений.

На основе результатов мониторинга ведется целенаправленная работа по оздоровлению, очистке и благоустройству подземных источников, в результате чего количество загрязненных родников неуклонно снижается. На территории деятельности предприятий ОАО «Татнефть» каптировано и обустроено 550 родников. Необходимо учитывать, что процесс рассолонения длительный, и поэтому часть родников все еще является засоленной. Вместе с тем, ухудшение состава вод не всегда связано с промышленным загрязнением. В целом по ОАО «Татнефть» 20,5 % подземных источников относятся к солоноватым, но только 12% имеет явно выраженное техногенное загрязнение. Поиск конкретного источника загрязнения для каждого случая – это отдельная задача. И такая работа ведется.

Исходя из природной характеристики региона, наиболее актуальным для нефтяников Татарстана является предотвращение загрязнения пресных подземных и поверхностных вод, почвенного покрова. Эти проблемы решались и решаются в едином комплексе, так как невозможно предотвратить загрязнение гидросферы, не сохранив чистоту почвенного покрова.

Поверхностные источники загрязнения почв и вод вполне очевидны. Это аварийные порывы трубопроводов, разливы нефти и соленых вод в результате нарушений герметичности нефтепромышленных сооружений, стоки промышленных объектов, объектов сельскохозяйственного назначения, стоки городов и населенных пунктов. Источники загрязнения подземных вод, как правило, скрыты. Это фильтрация загряз-

ненных вод с поверхности (из амбаров, аварийных трубопроводов, с мест утилизации отходов жизнедеятельности населения, животноводческих комплексов и т.д.), или снизу – из негерметичной скважины за счет заколонных перетоков жидкости.

Поэтому в ОАО «Татнефть» был выполнен большой объем работ по повышению надежности оборудования и различного рода трубопроводов.

Для сокращения числа порывов трубопроводов за счет коррозионного отказа труб и снижения количества промышленных отходов, образующихся при нарушении герметичности трубопроводов и возникновения замазученности и засолоненности земель, были разработаны и освоены техника и технология производства металлопластмассовых (МПП) и полимерно-покрытых труб (ППТ). На Бугульминском механическом заводе введены в эксплуатацию 2 технологические линии по производству труб с антикоррозионными полимерными покрытиями общей производительностью 2,5 тыс. км/год. Мощность построенных цехов по производству МПП и ППТ позволила выпустить уже в 2000 г. 4,6 тыс. км этих труб. В настоящее время вся система транспорта нефтепромысловых сточных вод основана на использовании труб в антикоррозионном исполнении, что позволило сократить удельную порывность трубопроводов более чем в 50 раз. Это увеличило межремонтный период, то есть положительно сказалось на экономических показателях, улучшило состояние промышленной и экологической безопасности.

При этом резко сократилась площадь замазученных и засолоненных земель, улучшилось (по данным мониторинга) качество питьевых вод в родниках и реках.

В ОАО «Татнефть» ведется постоянная и планомерная работа по переработке и утилизации промышленных отходов, образующихся в технологических процессах нефтедобычи.

Промышленные отходы, образующиеся на предприятиях и организациях ОАО «Татнефть», можно условно разделить на две категории.

К первой категории можно отнести те отходы, которые являются вторичными материальными ресурсами. Их переработка налажена на специализированных производствах, имеющих соответствующие лицензии.

Ко второй категории можно отнести отходы, которые являются специфическими для процессов добычи нефти. Это в первую очередь нефтешламы, отходы бурения и т.д.

В ЦБПО по РНО запущена в эксплуатацию линия гранулирования полиэтиленовых отходов. Она позволяет перерабатывать отходы полиэтилена, образующихся при производстве металлопластмассовых труб и возвращать их в основное производство для изготовления полимерных труб.

В НГДУ «Иркеннефть» построен цех по переработке изношенных шин и резинотехнических изделий методом высокотемпературного пиролиза мощностью 1,5 тыс. т/год. За 2004 г. переработано 243 т изношенных шин.

Для утилизации люминесцентных ламп и ртутьсодержащих приборов закуплена и смонтирована в ООО «Татнефть–РЭТО» установка демеркуризации производительностью 200 ламп в сутки.

ОАО «Татнефть» создало специализированное предприятие – ООО «Вторнефтепродукт» в г. Заинск, где отработанные нефтепродукты очищаются на установках фирмы «Клекнер» (ФРГ). Одна установка позволяет переработать за год более 4,8 тыс. т отработанных масел, выход очищенных масел составляет около 75%. Кроме экологического эффекта, связанного с решением проблемы утилизации отработанных нефтепродуктов, очищенные отработанные масла используются для смазки нефтепромыслового оборудования.

Для утилизации накопленных ранее нефтешламов в 1989 г. ОАО «Татнефть» создало первое в отрасли совместное предприятие по переработке нефтешламов – ЗАО «Татойлгаз». За 13 лет своего существования ЗАО «Татойлгаз» переработало около 1 млн т нефтешламов, в том числе ранее накопленных в амбарах. При этом было выработано около 400 тыс. т товарной нефти, ликвидировано около 100 старых нефтешламовых амбаров и возвращено землепользователям около 30 га земли. Введены в эксплуатацию еще две такие установки в НГДУ «Прикамнефть» и «Ямашнефть». Только за 2004 г. переработано 50 тыс. т нефтешламов.

Для утилизации отработанного кабеля в ЦБПО по ЭПУ создано специализированное производство, которое позволяет разделять кабель по всем его составляющим (полиэтилен, медные жилы, металлическая броня). Полученное вторичное сырье используется при производстве эмальпроводов, полиэтиленовых катушек, различных технических изделий из полиэтилена и товаров народного потребления. Броня кабеля, как ценное сырье, отправляется на переплавку.

Система мониторинга, как информационная система, должна иметь единый центр, интегрирующий всю информацию на единой методической основе. При этом детальность получаемой и используемой информации должна обеспечивать решение задач различного уровня – от регионального до узлового.

Средством, объединяющим всю экологическую и техническую информацию, является ОВОС (оценка воздействия на окружающую среду). Оценка воздействия выполняется для предупреждения возможной деградации окружающей среды под влиянием намечаемой хозяйственной деятельности, обеспечения экологической стабильности территории района размещения объекта строительства, создания благоприятных условий жизни населения и должна предшествовать принятию решения об инвестициях в реализацию проекта.

В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. оценка воздействия на окружающую среду выполняется на всех этапах проектирования разработки месторождения, начиная с проекта ГРП и заканчивая проектом обустройства месторождения. В этом документе в комплексе рассматриваются вопросы охраны окружающей среды и производственной деятельности, обеспечения экологической безопасности на основе объективной и всесторонней оценки состояния окружающей среды, возможных воздействий производственной деятельности их масштабов и последствий.

Как очевидно, использование данных мониторинга в ОВОС является необходимым условием получения объективной оценки природной среды и возможно лишь на основе системы обработки и отображения больших массивов пространственно распределенной и самой разнообразной информации. При этом основной задачей является получение обобщенной экологической оценки на основе большого количества предварительно измеренных частных факторов, описания и анализа текущего состояния природной среды.

Учеными КГУ совместно с ТатНИПИнефть создана региональная географическая информационная система (ГИС), способствующая решению различных экологических задач.

Внедрение этой системы позволило реализовать эффективный комплекс мероприятий по улучшению

состояния окружающей среды. Разработанная система, полученные результаты (информация о текущем состоянии окружающей среды) используются при составлении технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений, анализе эколого-гидрогеологической обстановки на территории деятельности компании, районировании территории деятельности ОАО «Татнефть» по степени защищенности пресных подземных вод.

Эта система позволила объективно оценить современное состояние природной среды. Показано, что на протяжении последних двух десятков лет в регионе деятельности ОАО «Татнефть» отчетливо прослеживается устойчивая тенденция улучшения экологической обстановки, что является результатом реализованных широкомасштабных природоохранных мероприятий.

В дальнейшем на основе созданной региональной ГИС планируется разработать экологическую модель НГДУ. Такая модель позволит более полно учесть взаимосвязь природных и технологических комплексов. Она должна связать в единый комплекс общую экологическую информацию, данные мониторинга, информацию о технологических объектах и позволит выявить влияние тех или иных решений на окружающую среду.

Но ОВОС – это не только характеристика и оценка ОС и намечаемой деятельности. ОВОС содержит обязательные мероприятия, которые позволяют снизить уровень воздействия на природные комплексы. Эти мероприятия должны учитываться и проектировщиками при составлении технологических документов. Таким образом, ОВОС концентрирует в себе всю информацию, касающуюся ОС и планируемой деятельности, все возможные последствия, и поэтому грамотное использование ОВОС позволит сохранить природную среду и вместе с тем осуществлять хозяйственную деятельность.

Только таким образом возможно обеспечить эффективное решение комплексных задач сохранения и улучшения состояния окружающей среды путем принятия управленческих решений с учетом состояния окружающей среды

Все это будет способствовать выполнению главной задачи экологической политики компании – созданию системы, гарантирующей безусловное соблюдение отечественных и международных стандартов экологической безопасности.

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Ибрагимов Р.Л., Каримов М.Ж., Пухов А.Г.,  
Петрова Г.И. (ТатНИПИнефть)*

На протяжении многих лет изучение гидрогеологических условий на территории Татарстана проводилось по двум направлениям. *Первое* связано с поисками, разведкой и разработкой залежей нефти, *второе* – с выявлением условий формирования пресных подземных вод, подсчетом их ресурсов в связи с решением вопросов промышленного и бытового водоснабжения. К этим двум направлениям в последние годы добавилось *третье* – оценка степени влияния техногенных факторов на изменение состава и качества подземных вод, особенно в зоне свободного водообмена, прогнозирование гидрогеологических обстановок перспективных на нефть горизонтов и площадей в зонах замедленного и весьма затрудненного водообмена.

Первые исследования подземных вод начались практически одновременно с разработкой нефтяных месторождений Татарстана. Были получены данные по гидрогеологическим условиям продуктивных толщ девонских и каменноугольных отложений. С начала 60-х годов в лаборатории гидрогеологии ТатНИИ проводятся исследования по изучению гидрогеологических условий формирования залежей нефти, газогидрохимической зональности и геотермическим условиям вод. Накопленный материал позволил сделать первые выводы о динамике подземных вод. У истоков этих исследований стояли ученые исследователи В.Г. Герасимов, В.А. Покровский, М.М. Булычев, Г.Ф. Халикова. С 1966 г. организуются наблюдения за состоянием поверхностных водоемов, что положило начало мониторинга природной среды в районах нефтедобычи. С середины 70-х годов начинаются детальные исследования всех водоносных комплексов разреза палеозоя. Разрабатываются гидрогеологические кри-

терии поисков нефтяных залежей, проводится разведка и оценка запасов минерализованных вод нижнепермских отложений для целей ППД на мелких нефтяных месторождениях, изучаются гидрогеологические условия битумных месторождений, рассматривается группа задач, связанная с комплексным использованием подземных вод в качестве гидроминерального сырья и лечебно-минеральных вод. В 80-е годы начинаются эколого-гидрогеологические работы, связанные с техногенным воздействием разработки нефтяных месторождений, выявлением и ликвидацией источников засоления пресных водоносных горизонтов зоны свободного водообмена, прогнозированием гидрогеологических обстановок. Большой вклад в проведение этих исследований внесли сотрудники лаборатории гидрогеологических исследований Б.В. Анисимов, К.Н. Доронкин, Р.Л. Ибрагимов, А.Г. Пухов, М.Ж. Каримов, Ф.М. Саттарова, Г.И. Орлова, Р.И. Вершинина, Е.В. Шавалеева, Г.Г. Хазеева, Р.Г. Рахманова, О.Ф. Ченцова, Г.И. Петрова.

Нахождение залежей нефти в контакте с подземными водами сразу же определило необходимость изучения гидрогеологических условий нефтяных месторождений. На протяжении всей 60-летней истории разработки нефтяных месторождений Татарстана эти исследования занимали свое достойное место. Основные результаты проведенных исследований сводятся к следующему.

***Изучены гидрогеологические особенности формирования залежей нефти палеозойских отложений Южно-Татарского свода.*** По литолого-стратиграфическим признакам и наличию региональных водоупоров выделено 8 водоносных комплексов: 1) терригенный среднего и верхнего девона; 2) карбонатный верхнего девона и турнейского яруса; 3) терригенный отложений нижнего карбона; 4) карбонат-

ный окско-серпуховских отложений; 5) терригенно-карбонатный отложений верейского горизонта и башкирского яруса; 6) карбонатный отложений среднего и верхнего карбона и нижней перми; 7) карбонатно-терригенный нижнепермских отложений; 8) карбонатно-терригенный верхнепермских отложений. Выделены гидрохимические и гидродинамические зоны: по гидрохимическим показателям – хлоридная, сульфатная и гидрокарбонатная, по гидродинамическим – свободного, замедленного, весьма затрудненного (векового) водообмена.

Зона хлоридных вод имеет наибольшую мощность, она охватывает водоносные комплексы архейско-протерозойских, рифейско-вендских, девонских и каменноугольных отложений. Верхняя ее граница, в зависимости от условий питания и разгрузки водоносных комплексов, в пределах Южного купола Татарского свода опускается до нижнекаменноугольных отложений, в окружающих свод впадинах поднимается до верхнепермских отложений. В долинах рек Кама и Волга, в устье р. Белая хлоридные воды встречаются часто в верхнепермских отложениях под аллювиальными четвертичными отложениями поймы. Зона сульфатных вод в пределах Южно-Татарского свода распространяется от намюрских до уфимских отложений. В Мелекесской впадине она приурочена к верхнепермским отложениям. В долинах рек Кама, Волга, Белая мощность этой зоны резко сокращается, иногда до полного выклинивания. Зона гидрокарбонатных вод имеет наибольшую мощность (до 200 м) в пределах Южного купола Татарского свода – области питания водоносных комплексов верхней части разреза палеозоя. Она охватывает отложения верхней перми, иногда кровлю нижнепермских отложений (Шугурово, Александровка, Калейкино и др.). В остальных районах Татарии мощность ее сокращается до 40-80 м.

К зоне свободного водообмена относятся водоносные горизонты верхне- и нижнепермских отложений в пределах Южного купола, которые содержат пресные гидрокарбонатные воды и солоноватые сульфатные воды с минерализацией до 2,0-2,5 г/л (воды зоны выщелачивания). Мощность зоны достигает 250-300 м. Она обуславливается величиной эрозионного вреза. В окружающих Татарский свод впадинах она сокращается до 100 м и менее. В долинах рек Волга, Кама и Белая к этой зоне, видимо, следует отнести верхне- и нижнепермские отложения, содержащие хлоридные воды в местах разгрузки глубоких горизонтов (Верхне-

Услонская, Камско-Устьинская, Булдырская, Елабужская и другие структуры). К средней зоне замедленного водообмена относятся в пределах Южного купола водоносные комплексы нижнепермских и каменноугольных отложений, включая водоносные горизонты намюрского яруса, содержащие солоноватые сульфатные воды с минерализацией до 8-10 г/л и соленые хлоридные воды с минерализацией до 50 г/л. В Мелекесской и Верхнекамской впадинах мощность этой зоны сокращается. Здесь уже на глубине 200-300 м от поверхности в нижнепермских отложениях встречаются хлоридные воды с минерализацией более 50 г/л. К нижней гидродинамической зоне весьма затрудненного (векового) водообмена относятся все нижележащие водоносные комплексы, содержащие хлоридные рассолы с минерализацией более 50 г/л.

**Проведен анализ гидрохимических параметров в связи с поисками, разведкой и доразведкой нефтяных месторождений.** Наиболее информативными показателями определены: по газовому составу – сумма тяжелых углеводородов, газовый фактор, упругость газа; по водорастворенному органическому веществу – битумный углерод, йодатная окисляемость, фенолы; по ионному составу – сульфаты и по микрокомпонентам – аммоний. На основании полученных данных в региональном плане выделено более 84 перспективных участков для поиска залежей нефти в основных продуктивных горизонтах, в том числе 30 – в терригенных отложениях девона, в кизеловско-черепетских – 10, в бобриковско-тульских – 24, в верейско-башкирских – 20. По комплексу газогидрохимических показателей открыты залежи нефти в терригенных отложениях девона в пределах Ефановского нижнепермского поднятия (скв. 1156 юго-восточный склон ЮТС). На западном склоне ЮТС в районе скв. 197 Черемшанской выделено 3 перспективных участка, на одном из них (Беркет-Ключевском нижнепермском поднятии) открыта залежь нефти в горизонте Д<sub>0</sub>. Две остальные пока не опробованы.

Прогноз нефтеносности отдельных (локальных) участков продуктивных горизонтов по гидрогеологическим данным подтвердился открытием залежей нефти в районах расположения Чукаевской, Ильдеряковской, Вершинной, Шоссейной, Восточно-Грядинской, Татарско-Сунчелеевской, Черемшанской и др. (западный склон ЮТС) нижнепермских структур. На южном склоне ЮТС среди 6 подготовленных нижнепермских структур на нефть, в бобриковском горизонте по гидрогеологическим данным подтвердилась нефтенос-

ность юго-восточной части Боровской структуры, северо-западного района Сугушлинской и Каркалинской структур, полностью Вязовской структуры.

На Сугушлинской структуре при бурении скв. 15217, вскрывшей бобриковский горизонт, были отобраны пробы воды, анализ которых показал аномальные значения газовых составляющих, а также водорастворенного органического вещества. В результате была открыта залежь нефти. Аналогичным образом открыты залежи нефти в отложениях среднего и нижнего карбона на Вязовской структуре. На Глазовской нижнепермской структуре результаты опробования и анализа пластовых вод дали отрицательный результат, что впоследствии подтвердилось бурением поисковых скважин. На западном склоне ЮТС было рекомендовано к возврату 20 нижнепермских структур, выведенных из бурения по результатам 1 пробуренной скважины. Используя структурно-тектонические построения по семилукско-бурегским отложениям на Зеленогорской площади Ромашкинского нефтяного месторождения, по гидрогеологическим данным было выделено 82 перспективных участка, являющихся устойчивыми зонами для аккумуляции нефти.

**Разработана концепция водоснабжения городов и поселков юго-восточных районов РТ.** Плановые работы по поиску, разведке и оценке эксплуатационных запасов пресных подземных вод продолжаются и в настоящее время.

Для водоснабжения г. Альметьевск в 1996 г. завершены поисково-разведочные работы месторождения Лесной Зай. В 1998 г. завершена разведка Тумбарлинского месторождения для р.п. Бавлы, месторождения Степной Зай, вблизи г. Заинск. В 1999 г. – Урсай-Ключ для водоснабжения г. Азнакаево. Введены в эксплуатацию месторождения пресных подземных вод для водоснабжения г. Бугульма и г. Нурлат. В результате поисково-оценочных работ в Ютазинском районе подготовлены участки с эксплуатационными запасами пресных вод для водоснабжения р.п. Уруссу, Дым-Тамак, Тарлау.

**Проведено гидрогеологическое обобщение и районирование территории по степени перспективности поиска лечебных минеральных вод,** которое показало, что на территории республики присутствуют воды хлоридного, гидрокарбонатного классов. В нижнепермских отложениях повсеместно распространены лечебные минеральные воды сульфатного, хлоридно-сульфатного, сульфатно-хлоридного и хлоридного классов. Воды хлоридного класса

представлены в отложениях девона и карбона, распространены на всей территории Татарстана и пригодны для использования в лечебных целях для наружного применения. Встречены также гидрокарбонатные натриевые (магниево-натриевые) воды (типа Нафтуси, Боржоми). Воды сульфатного класса распространены на Северо-Татарском своде, в Приказанском и Чистопольском районах, на Южно-Татарском своде (Нижекамский, Шешминский, Зайский и Икский карстовый районы). Они широко используются в санаториях Татарстана для профилактики и лечения желудочно-кишечных заболеваний.

**Совместно с ВСЕГИНГЕО (пос. Зеленый, Московская обл.) проведены исследования по оценке целесообразности использования попутных вод нефтяных месторождений Республики Татарстан в качестве гидроминерального сырья.** Выполненные исследования показали, что в попутных водах нефтяных месторождений содержатся промышленно-ценные компоненты: магний, бром, йод, стронций и другие. На территории деятельности ОАО «Татнефть» в качестве первоочередных для изучения попутных вод нефтяных месторождений по совокупности гидродинамических и гидрохимических показателей были выделены следующие объекты и месторождения:

- 1) терригенный комплекс девона (Елабужское, Первомайское месторождения нефти);
- 2) тульский и тульско-бобриковский, бобриковский горизонты нижнего карбона (Макаровское, Сабанчинское, Бурейкинское месторождения);
- 3) башкирский и верейский горизонты среднего карбона (Бурейкинское, Макаровское месторождения).

**С целью выбора наиболее информативных показателей колебательных движений земной коры проанализированы даты проявления землетрясений с максимальными и минимальными значениями гидрохимических показателей** на основании периодических наблюдений за состоянием общесолевого, микрокомпонентного и газового состава, а также водорастворенного органического вещества подземных вод в специально выделенных для этого пьезометрических скважинах на кристаллический фундамент (29419 Холмовской, 2092 Черемшанской, 10179д Алькеевской, 966 Уратьминской площадей). Характеристики тех или иных компонентов рассматривались по годам. Анализировались изменения общей минерализации и плотности воды, метана и сум-

мы тяжелых углеводородных газов, водорода, гелия и углекислого газа, углерода битумной фракции и азота общего. Результаты наблюдений временных вариаций газогидрохимических компонентов подземных вод и сейсмической активности территории показали их тесную взаимосвязь.

В общесолевом и микрокомпонентном составе подземных вод произошли определенные изменения. В пробах воды, отобранных из скв. 29419 Холмовской, 2092 Черемшанской, 10179д Алькеевской и 966 Уратьминской площадей в конце 1998 г. наблюдались пониженные значения общей минерализации. В это же время отмечено снижение содержания общего железа и, наоборот, повышение бора. По газовым показателям во всех рассмотренных скважинах с июня по сентябрь 2000 г. отмечается всплеск содержания водорода, метана, иногда гелия. При увеличении тяжелых углеводородных газов снижается количество метана. В скв. 10179 д и 966 увеличение содержания углекислого газа сопровождается ростом гелия. В периоды тектонической активности земной коры отмечен рост содержания углерода битумной фракции и азота общего, иногда с увеличением содержания метана и с уменьшением суммы тяжелых углеводородных газов.

**Оценены возможности использования пластиковых вод глубоких водоносных горизонтов для целей ПЖД.** Как показал анализ, особенно это актуально при разработке мелких нефтяных месторождений, расположенных на значительном расстоянии друг от друга и от надежного поверхностного источника водоснабжения. Прокладка индивидуальных водоводов к каждому из них далеко не всегда целесообразна, а относительно небольшие требуемые объемы закачки в большинстве случаев могут быть обеспечены за счет подземной воды, добываемой из небольшого количества водозаборных скважин.

**Выполнены эколого-гидрогеологические исследования по оценке защищенности пресных водоносных горизонтов в пределах Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Бондюжского и других месторождений.** Даны рекомендации по предотвращению отрицательных последствий процесса нефтедобычи.

**Разработаны мероприятия и новый гидрохимический метод по выявлению источников засоления.** Мероприятия разделяются на две группы: 1) исследовательские работы; 2) ремонтно-восстановительные работы. Первые направлены на выявление источников и содержат четыре вида работ:

- проведение геофизических исследований методом ВЭЗ (вертикального электрораззондирования) для выявления масштаба и источников загрязнения;
  - исследование на герметичность эксплуатационных колонн в скважинах, расположенных вблизи родников;
  - исследование этих скважин на заколонные перетоки;
  - определение высоты и качества цементного кольца.
- Вторая группа мероприятий направлена на устранение причин загрязнения и содержит следующие виды работ:
- проведение ремонтно-восстановительных мероприятий (замена водоводов сточных вод);
  - устранение утечек сточной воды и нефти, строительство резервных емкостей на нефтепромысловых сооружениях (ТХУ, ЭЛОУ, КНС, ДНС, ТП);
  - ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн и заколонных перетоков жидкости по мере обнаружения.

Опыт проведения исследовательских работ по выявлению причин засоления пресных поверхностных и подземных вод показывает необходимость комплексирования различных видов исследовательских работ. В условиях интенсивного техногенного воздействия зачастую не удается определить источник загрязнения обычными методами.

Поэтому был предложен новый способ выявления гидрогеохимических неоднородностей в подземных водах зоны активного водообмена под воздействием техногенных и, как следствие, природных процессов. В отличие от всех известных, новый гидрохимический метод позволяет количественно установить, какой фактор является доминирующим в изменении состава и качества воды в каждой точке, на каждом промысле и в регионе в целом. Но, что особенно важно, этот способ позволяет наметить стадийность подобных изменений и дает основания показать тот признак, по которому происходит изменение состава и качества воды на каждой стадии конкретно, будь то жесткость воды, минерализация и т.д. Данный метод был с успехом применен на площадях Ромашкинского, Бавлинского и других месторождений. Получен патент на изобретение.

**Проведен анализ состояния наблюдательной сети, разработана концепция ведомственного гидромониторинга и технологический регламент**

**на проведение мониторинга поверхностных и подземных вод на территории деятельности ОАО «Татнефть».**

На основании результатов исследований сформулированы основные направления дальнейших исследований и работ.

За последние десятилетия задача освоения, комплексного использования и охраны природных ресурсов, прежде всего водных, стала приоритетной, особенно на территориях с развитой горнодобывающей промышленностью. В нефтедобывающих регионах эта проблема заключается в достижении оптимального соответствия уровней рационального использования природных ресурсов и неизбежного при этом нарушения сложившихся равновесий природных систем. Опыт освоения нефтегазодобывающих районов показывает, что приближение к отмеченному соответствию уровней возможно лишь при условии своевременного решения ряда задач, преимущественно *прогнозного характера*. К числу таких относятся:

- *оценка характера изменений гидрогеологических и гидрохимических условий водоносных комплексов под влиянием разнообразных техногенных воздействий при разбуривании и последующей разработке продуктивных горизонтов;*
- *оценка возможности использования техногенных изменений для повышения эффективности поисков, доразведки и разработки новых залежей нефти.*

При этом научно-методической основой для решения перечисленных задач должны служить анализ и прогнозирование гидрогеологических обстановок конкретных регионов. Отсюда очевидна также необходимость исследования ПВС (природных водонапорных систем) в сравнении с техногенным этапом их развития, приводящим к возникновению в недрах ТВС (техногенных водонапорных систем). Получаемая в результате информация гарантирует возможность построения рабочих схем, карт гипотез и т.д., а на их основе специальных методик, позволяющих осуществлять требуемые прогнозы уже на стадии проектирования поисково-разведочных работ на нефть, разработки залежей, обустройства месторождений.

В нефтедобывающих районах Татарстана прогноз изменения гидрогеологических условий рассматривается на двух уровнях для двух явлений:

- *загрязнение пресных подземных вод зоны активного водообмена, широко используемых для хозяйственного и питьевого водоснабжения;*

– *перестроение гидрогеологических условий глубоких водоносных горизонтов девона и карбона, перспективных для поисков и разведки новых нефтяных залежей, распространенных часто на тех же площадях, где основной базисный горизонт разрабатывается многие годы.*

На верхнем уровне стоит задача прогноза и оценки дальнейшего процесса загрязнения пресных подземных вод, а также поиска и разведки новых месторождений пресных подземных вод. Базой для прогноза должна служить карта типологического районирования с очагами фактического загрязнения пресных подземных вод, построенная на основании эколого-гидрогеологических исследований территорий и гидромониторинга поверхностных и подземных вод.

На нижнем уровне стоит задача прогноза возможного смещения и разрушения перспективных нефтяных залежей. Базой для прогнозов служит карта типологического районирования территории по степени защищенности нефтяных месторождений, карта разбуренности месторождения (с указанием высоты подъема цемента за колоннами скважин) и карта изобар по разрабатываемым объектам. Прогноз должен основываться на дальнейшем развитии системы разработки с учетом бурения новых, ремонта и ликвидации старых скважин, переноса очагов заводнения, увеличения давления нагнетания и др. на заданный срок разработки.

Решая прогнозные задачи, необходимо продолжать и текущие гидрогеологические исследования по поиску и разведке новых месторождений пресных вод, обоснованию зон санитарной охраны, выявлению и ликвидации источников засоления.

Сегодня на промыслах Татарстана добывается вместе с нефтью огромное количество воды. Попутные воды нефтепромыслов привлекают все большее внимание специалистов различных отраслей науки. Объясняется это высоким содержанием в них ценных элементов и все более возрастающими объемами этих вод по мере разработки нефтяных месторождений. Для решения этой проблемы необходимо:

1. Обосновать рациональный комплекс гидрогеологических исследований на эксплуатируемых месторождениях нефти, методы оценки запасов подземных вод и расчетные содержания промышленно-ценных компонентов в попутных водах;
2. Разработать принципиальную технологическую схему извлечения промышленно-ценных компонентов на базе лабораторных исследований и испытаний;

3. Выполнить геолого-экономическое обоснование перспектив использования попутных вод в качестве гидроминерального сырья и целесообразности их дальнейшего изучения.

При осуществлении разработки нефтяных залежей с применением интенсивных современных систем заводнения – разрезания, блоковой, избирательной и площадной – наиболее эффективны гидрохимические методы контроля. В ряде случаев они более информативны, менее трудоемки и быстрее выполнимы. Они проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции. Опыт использова-

ния гидрохимических методов на нефтепромыслах Татарстана показал их успешность. Подобные работы также следует проводить постоянно.

Существующие сегодня проблемы далеко не исчерпываются решением вышеобозначенных задач. Предотвращение отрицательного воздействия нефтедобычи на окружающую и геологическую среду все больше и больше становится задачей, требующей решения с учетом перспектив развития нефтегазодобывающей отрасли. В связи с этим роль гидрогеологии и гидрогеологических исследований в современных условиях приобретает особую значимость.

## РАЗВИТИЕ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ В ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Даутов Ф.И. (ТатНИПИнефть)*

Предельное обострение коррозионных проблем в ОАО «Татнефть» в 80-90 годы прошлого столетия потребовало поднять на новый качественный уровень научно-методическое обеспечение огромного объема применяемых противокоррозионных мероприятий. С этой целью в 1995 г. из состава отдела обустройства нефтяных месторождений (ЗНОКиППД) был выделен основной костяк специалистов по коррозии (Ф.И. Даутов, Е.В. Сотников, С.А. Долгих, Ф.Ш. Шакиров, Л.Л. Житяева, Н.С. Смолякова) и образована лаборатория электрохимических и технологических методов защиты нефтепромышленного оборудования от коррозии. В первое время основным направлением деятельности лаборатории было развитие и расширение в основном электрохимических методов защиты оборудования от коррозии. Со временем лаборатория укреплялась новыми специалистами, расширялся также круг возлагаемых задач. В 2001 г. на базе названной лаборатории был создан отдел техники и технологии защиты от коррозии (ТТЗК) в составе трех лабораторий: электрохимических методов защиты, технологии химических методов защиты и коррозионных исследований.

В настоящее время отдел представляет собой мобильный коллектив без жестких границ между лабораториями, где ведущий специалист со своими помощниками является ядром научных направлений. Выросли новые высококвалифицированные специалисты (И.Р. Шакирова, Р. М. Шаммасов, А.А. Фатхуллин, Н.Р. Каюмова), уровень исследований которых из года в год растет. Добросовестно выполняет свои обязанности, являясь опорой ведущих специалистов, наш инженерный «корпус»: Р.Т. Хакимуллин, О.И. Закомолдин, Л.И. Валовская, Р.И. Губайдуллина, З.З. Жданова, Е.М. Костенникова, О.Р. Киршина.

Сегодня уже можно сказать, что отдел сформировался как монолитный научный коллектив, выполняющий научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы практически по всем актуальным направлениям борьбы с коррозией и повышения надежности нефтепромышленного оборудования. Впервые в отечественной нефтепромышленной практике были разработаны, адаптированы и усовершенствованы электрохимические методы (катодная с наложенным током и протекторная) защиты многих видов оборудования: обсадных колонн скважин от грунтовой коррозии, промышленных трубопроводов от внутренней и наружной коррозии, вертикальных резервуаров типа РВС от внутренней (днища и нижних поясов) и наружной (днища) коррозии, горизонтальных отстойников от внутренней коррозии, запорной арматуры трубопроводов.

С учетом особенностей нефтяных месторождений, обустроенных в разные периоды их разработки весьма разнородными по своим противокоррозионным характеристикам объектами, были выбраны в основном схемы выборочной ЭХЗ отдельных сооружений или групп сооружений, требующих первоочередной защиты на данный момент времени. Однако такие схемы, отличаясь экономичностью и быстротой реализации, потребовали решения проблемы блуждающих токов, создаваемых катодными установками (КУ) в соседних подземных сооружениях. Проблема была успешно решена благодаря проведению теоретических и экспериментальных исследований, позволивших определить безопасные расстояния от анодных заземлителей КУ до соседних сооружений. Более чем 20-летний опыт катодной защиты обсадных колонн доказал эффективность именно такого способа ограничения блуждающих токов.

Требованиям устранения вредного влияния блуждающих токов отвечают также системы протекторной защиты подземных трубопроводов. Последняя также осуществляется выборочно – к защите подключаются в первую очередь дорогие трубопроводы с внутренним и наружным полимерным покрытием путем электрического разъединения их от других подземных структур, не имеющих, как правило, качественной или никакой наружной изоляции.

В процессе исследования и испытаний методов ЭХЗ отделом на уровне изобретений были разработаны высоконадежные конструкции анодных заземлителей с углеграфитовыми и ферросилидовыми электродами, трубопроводных токоизолирующих соединений для диаметров 114-275 мм и давлений до 20 МПа, сохраняющих в известных пределах работоспособность при наличии электропроводной среды в трубопроводе.

Разработаны оптимальные составы и конструкции стержневых гальванических протекторов на основе алюминия (ПАКР-18, ПАКР-20) для защиты от внутренней коррозии всех типов сооружений и магния (ПМ15-80) для защиты от грунтовой коррозии. Эти протекторы серийно выпускаются Богословским алюминиевым заводом (ПАКР) и ОАО «Ависма» (ПМ15-80) и находят применение по всей России.

Другим не менее важным направлением исследований отдела является разработка и совершенствование технологий и технических средств применения химических методов защиты от внутренней коррозии систем нефтедобычи (нефтедбора, подготовки нефти, поддержания пластового давления). Сюда относится применение ингибиторов коррозии, бактерицидов, реагентов комплексного действия и антикоррозионных жидкостей (АКЖ).

Еще в начале 90-х годов прошлого столетия была разработана (Ф.И. Даутовым, С.А. Долгих, Е.В. Сотниковым), а в начале XXI века усовершенствована (с участием Ф.Ш. Шакирова) комплексная технология защиты промышленных нефтепроводов от внутренней коррозии, предусматривающая периодическую пробковую обработку поверхности труб концентрированными растворами ингибиторов коррозии и дополнительную протекторную защиту участков с аномально высокой аварийностью. Эта технология позволяет не только снижать общий расход ингибиторов коррозии по сравнению с непрерывной подачей, но и повысить эффективность защиты за счет доведения реагента до нижней образующей трубы.

Была также разработана технология ингибиторной защиты коммуникаций системы ППД путем периодической подачи ингибиторов коррозии, которая позволяет экономить реагент в среднем на 30 %.

Наиболее эффективным методом снижения аварийности трубопроводов является использование труб с внутренним покрытием. С 1986 г. началась реконструкция трубопроводных коммуникаций системы ППД с применением труб, футерованных полиэтиленом – металлопластмассовых труб (МПТ). К настоящему времени около 98 % водоводов выполнено из МПТ. В результате этого аварийность в системе ППД уменьшилась по сравнению с серединой 80-х годов почти в 25 раз. Однако в последние годы из-за выявленных конструктивных недостатков полевых стыков МПТ началась тенденция повторного роста порывов. Следует отметить, что возможность такого развития событий была предсказана нами еще в период снижения порывности. Поэтому заблаговременно были поставлены исследования по совершенствованию конструкции МПТ. Специалистами отдела (Ф.И. Даутовым, Р.М. Шаммасовым, Р.Т. Хакимуллин) совместно с ведущими специалистами ОАО «Татнефть» (Н.Г. Ибрагимовым, В.Г. Фадеевым, Р.М. Гареевым) были разработаны новые конструкции полевых стыков (с защемляющим наконечником из коррозионностойкой стали и с защитной втулкой, герметизирующей зону стыка), которые защищены 7 патентами РФ. В настоящее время МПТ нового поколения с нержавеющей нержавеющей наконечниками приняты к промышленному внедрению.

В системе нефтедбора находит применение другая разновидность труб с внутренним покрытием – трубы с полимерным покрытием на основе эпоксидных смол (ППТ). Как и все трубы с внутренним покрытием, ППТ имеют главный недостаток – коррозионная уязвимость полевого стыка. Отдел успешно решает и эту проблему – разработаны и проходят стендовые и промышленные испытания беспротекторные конструкции полевого стыка ППТ, защищенные 6 патентами РФ.

Новое поколение МПТ и ППТ, разработанных отделом, будут работать в основном на перспективу. С учетом того, что реконструкция системы ППД произошла относительно недавно, перед отделом стоит важнейшая задача максимально продлить срок низкоаварийной эксплуатации трубопроводов из МПТ старой конструкции, протяженность которых составляет почти 11000 км. Кроме оптимального комплекса специальных методов защиты (электрохимической, ин-

гибиторной), возможности которых, к сожалению, ограничены, важнейшим инструментом реализации этой задачи является проведение плановых профилактических ремонтов на основе новых подходов. Существующие схемы капремонта трубопроводов, особенно из МПТ и ППТ, базирующиеся на практикуемом до сих пор точечном методе диагностирования, не дают должной отдачи и экономически малоэффективны. Это объясняется тем, что коррозионное разрушение трубопроводов с внутренним и качественным наружным покрытием происходит только в локальных точках нарушения или отсутствия покрытия, число которых относительно мало. При протяженных и кусочных ремонтах происходит замена большей частью неподверженных коррозии труб. В связи с этим в отделе разрабатывается концепция безаварийной эксплуатации промысловых трубопроводов, предусматривающая проведение сплошного диагностирования и по его результатам – локальных планово-предупре-

дительных ремонтов (ППР). Сплошное диагностирование промысловых трубопроводов стало возможным благодаря внедрению магнитометрической съемки, позволяющей выявлять с поверхности земли все аномалии магнитного поля над трубопроводом, которые в большинстве случаев вызываются дефектами. Выполняются шурфование трубопровода в местах магнитных аномалий и контактная диагностика стандартными методами. Далее производится ранжирование всех обнаруженных дефектов по степени опасности и составляется график ППР с таким расчетом, чтобы опередить наступление аварийных состояний.

Мы надеемся, что реализация концепции безаварийной эксплуатации в комплексе со специальными методами защиты от коррозии позволит продлить срок эффективной эксплуатации трубопроводов с внутренним и наружным полимерным покрытием до 20-30 лет без резкого увеличения затрат.

## ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

*Мутин И.И., Чернова Н.В., Рябова И.Л.,  
Губайдуллина Н.К. (ТатНИПИнефть)*

Практика защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии с помощью полимерных покрытий за последние десятилетия прочно укоренилась в странах с устоявшейся экономикой. В России вопрос о защите трубопроводов стоит особенно остро не только в связи с повышением коррозионной активности перекачиваемых жидкостей. Настоящим бедствием для многих отраслей энергетики стало низкое качество труб, вызванное, в свою очередь, низким качеством металлургической продукции. Нефтегазовая отрасль занимает одно из первых мест по убыткам вследствие коррозии [1]. В настоящее время срок службы стальных незащищенных труб в среднем составляет 3 года, водоводов для подтоварной воды – 2 года, а в сероводородсодержащих средах срок службы труб без покрытия меньше еще в 3-4 раза [2].

Ежегодно в России регистрируется около 50 тыс. порывов промышленных трубопроводов, одна из основных причин аварий такого рода – коррозионное разрушение. В ОАО «Татнефть» около 25 % порывов трубопроводов происходит по причине внутренней коррозии.

Аварии нефтепромысловых трубопроводов приводят не только к потерям труб, простоям оборудования и недобору нефти, но и к загрязнению окружающей среды, поэтому в рамках экологической программы ОАО «Татнефть» на период 2000-2015 гг. принято решение об использовании при обустройстве месторождений только оборудования и коммуникаций в коррозионностойком исполнении [3]. Выполнение программы стало возможным во многом благодаря тому, что в 1997 г. ОАО «Татнефть» закуплена и установлена на Бугульминском механическом заводе спе-

циализированная линия по производству труб с внутренним защитным покрытием. Сегодня крупнейшие производители труб в России осознали необходимость защиты своей продукции с помощью полимерных покрытий и делают первые шаги в этом направлении, а 8 лет назад ОАО «Татнефть» одним из первых среди отечественных нефтяных компаний было вынуждено самостоятельно решить проблему не только применения, но и производства защищенных труб.

За 7 лет работы линии трубами с покрытием оборудовано более 4 тыс. скважин систем ППД и добычи нефти, сооружено около 3500 км трубопроводов.

Практика показала, что применение НКТ с покрытием (НКТП) наиболее эффективно в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН). Отмечается [4], что благодаря внедрению НКТП количество ремонтов по причине АСПО на фонде ЭЦН уменьшилось с 58 в 1999 г. до 35 в 2001 г., то есть снижение количества ремонтов составляет 39,6 %. Применение труб с внутренним покрытием облегчает процессы удаления отложений, повышает пропускную способность трубопроводов на 5-10 % [5].

Полимерные покрытия незаменимы в борьбе с коррозией. За 7 лет эксплуатации в скважинах и промысловых трубопроводах в ОАО «Татнефть» не зафиксировано ни одного случая разрушения труб с покрытием по причине внутренней коррозии. Как известно, наиболее высокий уровень коррозионной активности имеют жидкости системы ППД, поэтому в рамках реализации программы по замене НКТ в системе ППД в течение 2004 г. на обустройство нагнетательных скважин направлено 80 % труб, выпускаемых БМЗ. В настоящее время 36,3 % фонда нагнетательных скважин на сточной воде уже оборудованы НКТ с покрытием. В 2005 г. планируется увеличить эту цифру до 55,4 % [6].

Наличие в ОАО «Татнефть» производства труб с покрытием позволяет реализовать еще одну важную экономическую программу – программу восстановления и вторичного использования труб, бывших в эксплуатации, принятую в связи со значительным удорожанием металла и металлоемкой продукции. Совместная работа ТатНИПИнефть, БМЗ и цехов подготовки труб при НГДУ позволила определить критерии пригодности труб для вторичного использования после нанесения покрытия. Разработаны нормативные документы, регламентирующие процессы восстановления НКТ, бывших в эксплуатации (БНКТ). В октябре 2003 г. выпущены опытные партии БНКТ с покрытием (БНКТП) для НГДУ «Альметьевнефть» и «Лениногорскнефть». В 2004 г. выпуск БНКТП составил около 600 км, оборудовано восстановленными трубами более 300 скважин, из них 98 % – в системе ППД, 46 % НКТ, внедренных в истекшем году в систему ППД, составляют восстановленные трубы. В текущем году ведется работа по созданию нормативной базы для восстановления линейных труб. Покрытие внутренней поверхности труб, бывших в эксплуатации, позволит дополнительно увеличить срок их службы в среднем на 5 лет.

Качество и долговечность труб с покрытием не в последнюю очередь определяется выбором материала покрытия. С 2000 г. в качестве материала покрытия на БМЗ используют порошковую краску П-ЭП-585. Краска отличается высокой технологичностью и простотой нанесения. Достаточно сказать, что при переходе с американского материала DPC на краску П-ЭП-585 производительность линии выросла в 3 раза. Трубы с покрытием П-ЭП-585 надежны в применении при условии соблюдения правил их эксплуатации, стойки к воздействию коррозионно-активных жидкостей и абразивному износу, к воздействию ударных и изгибающих нагрузок. К недостаткам покрытия П-ЭП-585 можно отнести нестойкость к воздействию жидкостей, нагретых свыше 80 °С. Необходимо также признать, что в последние годы наблюдается снижение предельной температуры тепловых обработок до 70°С и ниже. Причина – нестабильное качество эпоксидных смол – основного сырья для производства краски П-ЭП-585. В настоящее время потребность БМЗ в материалах покрытия – а это порядка 30 т порошковой краски в месяц – обеспечивает единственный поставщик – завод «Пигмент» (Санкт-Петербург). Отсутствие других поставщиков, готовых обеспечить такую потребность, лишает ОАО «Татнефть» рычагов, стимули-

рующих использование производителем краски качественного сырья.

Изменился и рынок окрасочной продукции. Пробудившийся интерес российских нефтяников и трубников к покрытиям привлек на отечественный рынок новые окрасочные материалы, в том числе зарубежного производства. В сложившихся условиях было бы непрактично и недальновидно оставить в стороне вопрос о расширении ассортимента материалов, используемых для покрытия труб, тем более, что оборудование БМЗ дает для этого широкие возможности.

По результатам лабораторных испытаний для использования на БМЗ наряду с составом П-ЭП-585 ТатНИПИнефть рекомендованы следующие системы порошковых покрытий:

- Инфралит AR 8432 (производитель – Финляндия);
- ОХТЭК-3 трубная (производитель – Россия);
- Scotchkote 206 N (производитель – фирма 3М, США).

Для удобства маркировки покрытиям присвоены марки ТН-1, ТН-2 и ТН-3 соответственно. Все перечисленные порошковые краски апробированы на БМЗ. С использованием цехового оборудования для покрытия труб и фитингов изготовлена опытная партия НКТ и катушек с покрытиями ТН. Насосно-компрессорными трубами опытной партии оборудованы 6 действующих скважин (3 добывающих и 3 – в системе ППД). Катушки установлены в байпасы действующих трубопроводов НГДУ «Елховнефть» и «Азнакаевскнефть». Претензий по состоянию покрытия в действующих скважинах нет. Состояние покрытия катушек через год эксплуатации без изменений. В планах компании выпуск промышленной партии труб с покрытиями марки ТН – в качестве первого шага в направлении расширения ассортимента материалов покрытия – и проведение полномасштабных промысловых исследований их эксплуатационных свойств.

Расширение ассортимента материалов, применяемых для покрытия труб, позволит нефтяникам избежать зависимости от качества и стабильности работы одного поставщика. Кроме того, наличие конкуренции среди производителей материалов покрытия будет стимулировать выпуск качественной лакокрасочной продукции и взвешенный подход к неоправданному завышению цен на нее. При этом затраты на защиту оборудования от коррозии можно будет регулировать за счет дифференцированного подхода к выбору типа покрытия в зависимости от условий его эксплуатации.

Наконец, использование различных типов покрытия создает возможности для того, чтобы продукция БМЗ не только не утратила своей актуальности в условиях развивающегося рынка, но и нашла новые области применения.

Значительную долю непромыслового оборудования в системе подготовки и хранения нефти и нефтепромысловых сред составляют емкости. Как известно причины разрушения емкостного оборудования в процессе эксплуатации многочисленны: низкое качество металла, дефекты сварки, дефекты формы, деформация основания, нарушение условий эксплуатации, непроектное состояние, нарушение проекта при монтаже, местная потеря пластичности, концентрация напряжений, остаточные напряжения, вторичные напряжения и т.п. В их числе – коррозионный износ в результате воздействия различных эксплуатационных факторов. С 1994 г. противокоррозионная защита внутренней поверхности емкостного оборудования осуществляется в ОАО «Татнефть» в рамках комплексной долгосрочной программы, охватывающей широкий спектр современных противокоррозионных мероприятий. За последние 10 лет защитные покрытия нанесены на внутреннюю поверхность более 500 емкостей.

Противокоррозионная защита емкостей отличается отсутствием стабильно заданных базовых (заводских) условий, которые можно контролировать и корректировать; нанесение и формирование защитных покрытий, как правило, осуществляется в атмосферных условиях нефтепромыслов, зачастую при пониженных температурах и повышенной влажности воздуха. Этот факт является ключевым при выборе защитных систем покрытия для емкостей – возможность формирования структуры покрытия без ущерба для его эксплуатационных и защитных свойств. На данный момент в нефтяной отрасли применяется ряд зарекомендовавших себя антикоррозионных материалов, в основном импортного производства, которые используются крупнейшими нефтяными компаниями мира. Однако, учитывая политику сокращения затрат, выбор систем покрытия для внутренней поверхности резервуаров в компании «Татнефть» производится на базе отечественных лакокрасочных материалов «холодного» отверждения по результатам предварительных лабораторных испытаний, которые проводятся в соответствии с существующей программой испытаний с учетом технических требований к внутренним покрытиям стальных цилиндрических емкостей. Это

позволяет максимально повысить эффективность покрытий. В качестве таких материалов в итоге всесторонних и длительных исследований институтом были рекомендованы эпоксидные ЛКМ нового поколения безрастворительного типа, имеющие срок службы до 10 и более лет (БЭП-610 для нефтяных и БЭП-433 для водных сред), а также разработана технология их нанесения. При этом они отвечают современным требованиям охраны окружающей среды благодаря минимальному содержанию растворителей в своем составе. Из импортных материалов после положительных результатов лабораторных исследований промышленной апробации в наиболее агрессивной сероводородсодержащей нефтепромысловой среде подвергся эпоксидный состав безрастворительного типа «Инерта-160» («Текнос», Финляндия).

Последующая практика эксплуатации резервуарного парка ОАО «Татнефть» с внутренним покрытием показала, что применение материалов типа БЭП позволило значительно снизить количество аварийных выводов резервуаров из эксплуатации – за все время эксплуатации имели место лишь единичные случаи «отказа» емкостей с покрытием БЭП, связанные с качеством покрытия по причине нарушения технологии его нанесения. Поэтому строгий и тщательный операционный контроль за соблюдением существующих требований – наиболее обоснованное и важное требование в технологическом процессе противокоррозионной защиты емкостного оборудования, и оно обеспечивается деятельностью специализированной комиссии инспекторов неразрушающего контроля, созданной в компании «Татнефть» в 1995 г.

Анализируя номенклатуру промышленных ЛКМ типа БЭП, представленную на отечественном рынке за последние 10 лет, и принимая во внимание сегодняшнее состояние отечественной лакокрасочной индустрии, можно сделать вывод, что новые системы покрытия БЭП в основном – традиционные составы, которые были модифицированы соответствующими функциональными добавками. Перечень однотипной продукции, изготавливаемой разными предприятиями согласно требованиям внутренней нормативной документации и имеющей разный уровень качества, как правило, вызывает затруднения при выборе необходимой схемы покрытия. Основной причиной низкого качества отечественных БЭП, кроме прочих, является ориентация изготовителей на производство более дешевой продукции путем снижения себестоимости за счет упрощения и удешевле-

ния рецептур. Но, как известно, любой способ снизить цену материалов приводит к снижению их качества и, в конечном итоге, к ухудшению эксплуатационных свойств покрытий на их основе. Самым простым методом управления качеством считается проведение испытаний ЛКМ на соответствие требованиям нормативной документации и выбор на этой основе наиболее перспективных изготовителей. Это систематически осуществляется в рамках проведения контроля качества на всех этапах технологического процесса противокоррозионной защиты.

Таким образом, применение высококачественных систем покрытий, срок службы которых составляет 10-15 лет, экономически целесообразно, но при условии, что в процессе производства антикоррозионных работ строго соблюдаются требования МС ИСО (или гармонизированных с ними национальных стандартов) на всех этапах работ. Только тогда реальный срок службы будет не менее расчетного срока. На наш взгляд, следует с определенной осторожностью относиться к системам покрытия, срок службы которых достигает 20 лет и больше. Создание таких покрытий требует более значительных затрат, а реальный срок службы защиты, как правило, оказывается ниже расчетного, так как в течение такого длительного промежутка времени, как 20-25 лет, неоднократно возникает потребность в различных работах технологического характера на защищенном объекте. Это чаще всего приводит к порче защитного покрытия резервуара, например, при сварочных работах. Восстановление

покрытия требует серьезных материальных затрат и организационных усилий. Поэтому оптимальным и наиболее экономически целесообразным является применение систем покрытия со сроком службы до 10-15 лет.

При современном высоком уровне теоретического понимания механизма коррозии и технологических достижениях в области формирования покрытий необходимо полностью исключить из практики пренебрежительное отношение к выбору материала покрытия и к соблюдению технологии нанесения и формирования покрытия.

### **Список литературы**

1. Проскуркин Е., Дергач Т., Куриленко А. Изоляция труб. Проблемы и решения // Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – № 17. – С. 78-80.
2. Беззубов А., Хохлов Н., Орлов В. Мина замедленного действия // Нефть России. – 1999. – № 5. – С. 70-73.
3. Тахаутдинов Ш.Ф. Концепция развития ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 8-12.
4. Абдулов Л. Пути борьбы с АСПО // Нефтяник Татарстана. – 2002. – № 14 (1159).
5. Проскуркин Е., Куриленко А. Если трубы покрывают // Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 7. – С. 92-96.
6. Ибрагимов Н.Г. Доклад первого заместителя генерального директора ОАО «Татнефть» // Нефтяные вести. – 2005. – 29 янв. (1454).

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИ НЕФТЕПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ В ТАТНИПИНЕФТЬ (ИТОГИ, СОСТОЯНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ)

*Мингазов М.Н., Шалин П.А., Хворонова Т.Н.  
(ТатНИПИнефть)*

Начиная с середины прошлого века в нефтепоисковых работах все больше стали использовать аэрокосмические снимки. Специалисты поняли, что материалы, полученные в результате дешифрирования снимков, содержат принципиально новые сведения о глубинном строении осадочного чехла и его консолидированного основания. Стало очевидным, что дистанционные материалы позволяют трассировать на значительные расстояния тектонические нарушения, намеченные геофизическими работами, выявить новые тектонические зоны, в том числе и зоны повышенной трещиноватости пород, устанавливать аномальные участки, связанные с эффектом генерализации и просвечивания неоднородностей недр и проявлением их на земной поверхности теми или иными ландшафтными индикаторами. Было установлено, что основой методических разработок и практического использования данных дистанционных съемок является учение о природной индикации глубинных объектов на дневной поверхности (на снимках) неотектоническими процессами.

В ТатНИПИнефть аэрокосмогеологические исследования (АКГИ) были начаты в 1983 г.

До середины 90-х годов АКГИ проводились для выявления и подготовки объектов на постановку геолого-разведочных работ. Исследования базировались на геологическом методе, основанном на представлениях о единстве компонентов ландшафта и на их корреляционных взаимосвязях с геологическими объектами и процессами. Методической основой наших АКГИ являются контурный, контрастно-аналоговый, ландшафтно-индикационный и структурно-геоморфологический виды дешифрирования материалов дистанционных съемок.

Аэрокосмогеологические исследования проводились в пределах различных тектонических элементов Татарстана: Южно-Татарского свода с его склонами, Северо-Татарского свода и его юго-восточного склона, Мелекесской впадины с ее восточным бортом, Казанско-Кировского авлакогена, восточного склона Токмовского свода и юго-западного борта Камско-Бельского авлакогена; южной части Удмуртской Республики; на месторождениях ЗАО «Абдуллинскнефтегаз» Оренбургской области. В результате проведенных работ были подготовлены перспективные объекты на постановку геолого-разведочных работ. Реализация рекомендаций АКГИ повысила успешность и коэффициент эффективности ГРП. В качестве иллюстрации эффективной реализации АКГИ приведем несколько примеров.

В 1987-88 гг. в пределах Ахметовской морфоаномалии (Березовское месторождение) бурились скв. 7145, 7144. Скв. 7145 выявила локальное поднятие с амплитудой около 35 м в нижнекаменноугольных отложениях и вскрыла залежь нефти в турнейском ярусе. Скв. 7144 не подтвердила выявленного сейсморазведкой Абдуллинского поднятия, попав за контур нефтеносности собственно Березовской залежи, и оказалось на 28 м ниже предполагаемой сейсморазведкой отметки отражающего горизонта «V», но подтвердила поднятие по верейским отложениям, из которых был получен промышленный приток нефти с дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. Кроме Ахметовской морфоаномалии проверялись еще два объекта в районе Березовского месторождения. По данным сейсморазведки на этих объектах были выявлены Северо-Олимпиадовское и Южно-Олимпиадовское поднятия. На этих поднятиях бурились скв. 7142, 7143, в которых были получены промышленные притоки нефти из отложений верейского, тульского горизонтов и турнейского яруса с дебитами 3-4 м<sup>3</sup>/сут.

Кроме вышеописанных, в 1987-89 гг. в пределах Афонькинско-Чегодаевской площади западного склона Южно-Татарского свода были проверены структурным бурением 22 объекта, подготовленные аэрокосмогеологическими и морфоструктурными методами. Положительный результат получен (локальные поднятия по основному маркирующему горизонту) по 19 объектам, что составляет 86 % от общего их количества.

Этими исследованиями для нефтяных регионов Татарстана установлено, что, во-первых, формирование аномальных ландшафтов, связанных с элементами пликативной и дизъюнктивной тектоники, определяется воздействием новейших движений, во-вторых, около 75-80 % известных нефтегазоносных локальных структур соответствуют ландшафтным (геоинформационным) аномалиям, отдешифрованным по фотодистанционным материалам.

В секторе накоплен большой опыт морфометрических, морфоструктурных построений и полевых структурно-геоморфологических работ, являющихся составной частью комплекса АКГИ. Итогом изысканий по данной тематике явилась разработка методики детальных аэрокосмогеологических исследований применительно к тектоническим условиям Татарстана.

С началом широкого внедрения на промыслах республики технологий горизонтального бурения и вскрытия продуктивных отложений горизонтальными стволами в секторе начаты исследования по выявлению интенсивности и определению направлений преимущественной трещиноватости вскрываемых пород. По данному направлению работы проведены также на месторождениях всех тектонических структур Татарстана (более 20 месторождений), результаты которых учитывались при заложении горизонтальных скважин и проходке горизонтальными стволами продуктивных интервалов. Получены неплохие результаты. Поэтому по решению республиканской комиссии по вопросам использования недр в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Татарстан (протокол № 88 от 20.01.2000 г.) было принято решение: «...считать целесообразным изучение геологического строения объекта, проектирования, бурения и эксплуатации горизонтальных скважин методами АКГИ (аэрокосмогеологический), СЛБО (сейсмолокация бокового обзора), ВСП (вертикальное сейсмопрофилирование)».

По результатам этих работ разработана методика определения направлений и зон трещиноватости карбонатных отложений на базе комплексного изучения

материалов геолого-промысловых и дистанционных исследований.

По рекомендациям исследований, проведенных по изучению трещиноватости карбонатных коллекторов комплексом АКГИ, пробурено более 100 эксплуатационных горизонтальных скважин на различных месторождениях республики. Их эксплуатационные характеристики удовлетворительные [1].

Необходимо отметить, что теоретической основой аэрокосмогеологической методики изучения геологического строения, прогноза локальных поднятий, изучения трещиноватости отложений осадочного чехла является учение о неотектогенезе, так как им предопределяется современная геодинамика земной коры в целом и осадочного чехла, в частности.

Среди геологов-нефтяников Волго-Уралской нефтегазоносной провинции некоторое время господствовало представление о том, что нефтегазовые структуры образовались в результате движений палеозойской эры, а формирование их завершилось в конце пермского периода. Считалось, что только структуры древнего (старше каменноугольного) заложения перспективны на нефть, а движения земной коры мезозойского и кайнозойского времени отрицательно повлияли на процессы нефтегазоскопления, поскольку эти движения не создают, а разрушают месторождения.

Когда идеи неотектоники проникли в нефтяную геологию, многие исследователи стали считать все или большинство локальных структур следствием большего или меньшего действия неотектонических сил. Они пытались разделять локальные структурные формы на активные в новейший этап и пассивные. Этим самым признавалось, что какая-то часть известных структурных форм продолжала формироваться в неоген-четвертичное время, а другая часть уже закончила свое развитие к началу неотектонического этапа. Последующими детальными исследованиями нефтегазовых территорий была доказана ведущая роль неотектонических движений в образовании нефтегазовых месторождений.

В настоящее время о неотектогенезе структурных планов осадочного чехла судят, в основном, методом проекции той или иной неотектонической картины дневной поверхности на тот или иной глубинный раздел. При таком подходе не всегда удается проследить унаследованность тектонических и новейших движений, выявить неотектоническую дифференциацию погребенных поверхностей, а также в полном

объеме учесть влияние новейших движений на становление структурных планов изучаемых комплексов, горизонтов осадочного чехла и на образование нефтегазоносных залежей.

Учитывая вышесказанное, в секторе аэрокосмогеологических исследований разработана методика неотектонических построений по вычислению относительных амплитуд новейших движений кристаллического фундамента и отложений осадочной толщи, изученных глубоким бурением или сейсморазведкой. Методика выявляет участки современного антиклинального и синклиналичного структурообразования по поверхности фундамента, зоны положительных и отрицательных новейших деформаций тех или иных отложений чехла [2].

Данная методика вошла в состав комплекса аэрокосмогеологических исследований и неплохо зарекомендовала себя в нефтепоисковой практике (Актыньшская, Агбязовская площади, 301-303 залежи Южно-Татарского свода и его склонов; Кукморский, Шадкинский, Берсутский лицензионные участки Северо-Татарского свода и его юго-восточного склона).

Все три методики, разработанные сотрудниками сектора, защищены на техническом совете ОАО «Татнефть» и все они являются прикладными.

В настоящее время в ТатНИПИнефть исследования проводятся по всем вышеописанным направлениям аэрокосмогеологических методов. Кроме них, неотектонический метод анализа гипсометрии отложений применяется в эколого-гидрогеологических исследованиях при выделении границ областей питания родников по структурным планам питающих их горизонтов.

Аэрокосмогеологические методы обладают большими возможностями при экологических исследованиях трещиноватости пород в целях обоснования выделения вертикальных и горизонтальных зон поглощения для утилизации избыточной попутно добываемой воды. В пределах 301-303 залежей НГДУ «Лениногор-

скнефть» в настоящее время эта проблема стоит особенно остро. Поэтому протоколом генерального директора ОАО «Татнефть» решение задачи утилизации сточных вод было поручено гидрогеологической и аэрокосмогеологической службам ТатНИПИнефть.

Для выполнения исследований в институте по территории Татарстана имеются контактные отпечатки сканерных снимков ресурсного спутника «Ландсат» в масштабе 1:500 000 и 1:1000 000, условно-цветные (спектрозональные) снимки многозональной съемки в масштабе 1:200 000. Эти снимки являются материалами континентального и регионального уровней генерализации, которые задачи вышеописанных исследований полностью не решают. Для этих целей необходимо дешифрировать снимки с локальной и детальной степенью генерализации и отснятые не только в видимом спектре. Для дальнейших исследований необходимо приобрести крупномасштабные многозональные снимки МКФ-6, тепловые (инфракрасные) и телевизионные снимки.

Для территорий западного и северо-восточного склонов Южно-Татарского свода, юго-восточного склона Северо-Татарского свода, Казанско-Кировского прогиба, Мелекесской впадины и восточного склона Токмовского свода институт располагает аэрофотоснимками масштаба 1:50 000, 1:25 000, 1:19 000.

### Список литературы

1. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин с учетом выделения зон разуплотнений / П.А. Шалин, М.Н. Мингазов, Т.Н. Хворонова, Т.В. Шинкарова, Н.З. Ахметов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 44-46.
2. Мингазов М.Н. Оценка перспектив нефтеносности осадочной толщи палеозоя на основе неотектонических исследований (на примере месторождений Республики Татарстан). Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Казань: 2004. – 250 с.

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИНДИКАТОРНЫХ МЕТОДОВ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

*Зайцев В.И., Антонов Г.П. (ТатНИПИнефть)*

Одним из наиболее информативных способов контроля за разработкой залежей нефти является индикаторный метод, так как его результаты отражают состояние (характеристики) всего межскважинного пространства. В ОАО «Татнефть» он применяется более 30 лет. За это время было проведено порядка 100 исследований на опытных участках различных месторождений. При этом в качестве индикаторов использовались как радиоактивные элементы (третий, радон), так и нерадиоактивные химические соединения – аммиачная селитра, тиомочевина, карбамиды, флуоресцеин и др. При проведении исследований на месторождениях Татарстана чаще всего использовался радиоактивный изотоп водорода – тритий в виде тритиевой воды. В некоторых исследованиях применялся флуоресцеин.

При исследованиях межскважинного пространства индикаторным методом решались следующие задачи [1]:

- уточнение геологического строения пласта и определение гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами;
- оценка распределения объемов закачиваемого агента между добывающими скважинами;
- количественная оценка фильтрационных характеристик пласта;
- оценка объема пласта, охваченного активной фильтрацией вытесняющего агента;
- контроль за движением водной фазы растворов различных реагентов.

При применении различных МУН наиболее информативным является вариант технологии по схеме «исследование–воздействие–исследование», что позволяет наиболее достоверно оценить изменение харак-

теристик пласта, которые произошли в результате воздействия на пласт.

Следует отметить, что одним из недостатков индикаторного метода является большая продолжительность исследований, которая может составлять до нескольких десятков месяцев. В нашей практике были проведены исследования с использованием в качестве индикатора трития продолжительностью до 4,5 лет.

Интерпретация результатов проводится по методике, основанной на математической модели пласта ВНИИ-2, которая использовалась в практике проектирования разработки месторождения.

Разработанная методика позволяет проводить определение фильтрационных параметров слоисто-неоднородного пласта. Она может применяться для любой системы заводнения, при различной обводненности продукции добывающих скважин. Определение фильтрационных параметров пласта основано на сравнении экспериментальной и расчетной зависимостей «концентрация индикатора–время». Расчетную зависимость «концентрация индикатора–время» получают путем математического моделирования процесса фильтрации оторочки меченой жидкости. Модель представляет собой слоисто-неоднородный пласт с гидродинамически изолированными прослоями, каждый из которых характеризуется определенными значениями проницаемости, толщины и пористости, причем эти значения постоянны в пределах каждого прослоя.

При обводненности добываемой продукции более 90% для расчетов фильтрации оторочки меченой жидкости по пласту применялась программа «WODA». При расчетах по этой программе предполагается, что насыщенность пласта флюидами остается постоянной в течение всего периода исследований. При таких условиях часть параметров разработки можно рассчитывать только один раз, а не на каждом временном

шаге, благодаря чему значительно (на 50-70%) сокращается время расчетов.

Результаты, полученные в ходе многочисленных исследований, позволяют сделать следующие выводы.

Было показано, что в терригенных отложениях девона первые порции меченой и, следовательно, закачиваемой воды движутся со скоростью порядка 100 м/сут. При этом, как правило, со скоростью порядка 10-15 м/сут переносится не более 1% введенного в пласт индикатора. В то же время исследования на Восточно-Ленинградской площади в районе нагнетательной скв. 6546 показали, что в определенных геолого-промысловых условиях в принципе возможны случаи, когда с высокими скоростями переносится значительная часть закачиваемой воды. На этом участке происходило быстрое обводнение добывающих скважин, которое с учетом полученных результатов можно объяснить только высокой фильтрационной неоднородностью. Со скоростями 15 м/сут и более здесь в добывающие скважины поступило порядка 13% закачиваемой воды.

В результате исследований на Холмовской площади было установлено, что со скоростями порядка 6 м/сут и более во все добывающие скважины поступило 0,1% введенного в пласт трития, со скоростями порядка 1-2 м/сут в скважины поступило около 40% индикатора. Рассматривая возможности индикаторного метода при оценке эффективности МУН, следует особо остановиться на результатах работ на опытном участке Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения (рис. 1), где проводился эксперимент по испытаниям мицеллярно-полимерного раствора. Здесь индикаторные исследования были проведены по схеме «исследование–воздействие–исследование» [2].

Участок представлен отдельным элементом пятиточечной системы заводнения. В качестве индикатора использовался тритий в виде тритиевой воды. Пробы добываемой жидкости из контрольных добывающих скважин отбирались практически ежедневно.

Первое исследование проводилось в процессе доотмыва пласта водой. За время исследований с добываемой продукцией извлечено 87% введенного в пласт индикатора. Это свидетельствует о том, что опытныи участок является практически замкнутой системой. Поток закачиваемой воды по полученным данным достаточно равномерно распределяется между добывающими скважинами. Установлено, что активной фильтрацией закачиваемой воды охвачена значительная часть пласта. При этом охват объема пласта активной фильтрацией закачиваемой воды относительно равномерно рас-

пределен в направлении всех добывающих скважин.

Повторно индикаторные исследования были выполнены после закачки в пласт мицеллярно-полимерного раствора.

За период второго исследования с продукцией добываемых скважин извлечено только 43,7% от закачанного в пласт индикатора, то есть в 2 раза меньше, чем при первом исследовании.

Анализ и сопоставление результатов двух исследований показали, что мицеллярно-полимерное воздействие существенно изменило фильтрационные характеристики пласта. Количество закачиваемой воды, поступающей в добывающие скважины, сократилось более чем в 2 раза. После воздействия наблюдался значительный (около 55%) отток воды за границы опытного участка. При этом воздействие уменьшило охват пласта активной фильтрацией в 5 раз.

В продукции добывающих скважин, расположенных на расстоянии от 800 до 1200 м от опытного участка и работающих на тот же пласт, зарегистрирован тритий. Установлено, что порядка 55% индикатора и закачиваемой воды извлечены через эти скважины.

Индикаторные исследования показали, что продвижение мицеллярно-полимерного раствора происходило преимущественно по наиболее проницаемым прослоям пласта, а проникновение в пути фильтрации с меньшей проницаемостью произвело их закупорку. Это привело к нарушению эффективного механизма вытеснения остаточной нефти и сокращению охвата объема пласта воздействием. Данный факт подтверждается и промысловыми данными. Фактическая дополнительная добыча нефти за счет воздействия на пласт составила в 2,4 раза меньше проектной при значительном сокращении объема попутно добываемой воды [3].

На Абдрахмановской площади с целью уточнения геологического строения и изучения фильтрационных свойств коллекторов в межскважинном пространстве было проведено 6 индикаторных исследований на 5 опытных участках. Три исследования проведены с закачкой в пласт меченой тритием оторочки воды, а в трех исследованиях использовался в качестве индикатора краситель – флуоресцеин. На опытных участках при индикаторных исследованиях в качестве наблюдательных использовалось 52 добывающие скважины. Продолжительность исследований составила от 322 до 436 суток.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов опытных участков по своим коллекторским свойствам различаются между собой незначительно. В тоже время выработка запасов происходит крайне неравномерно.



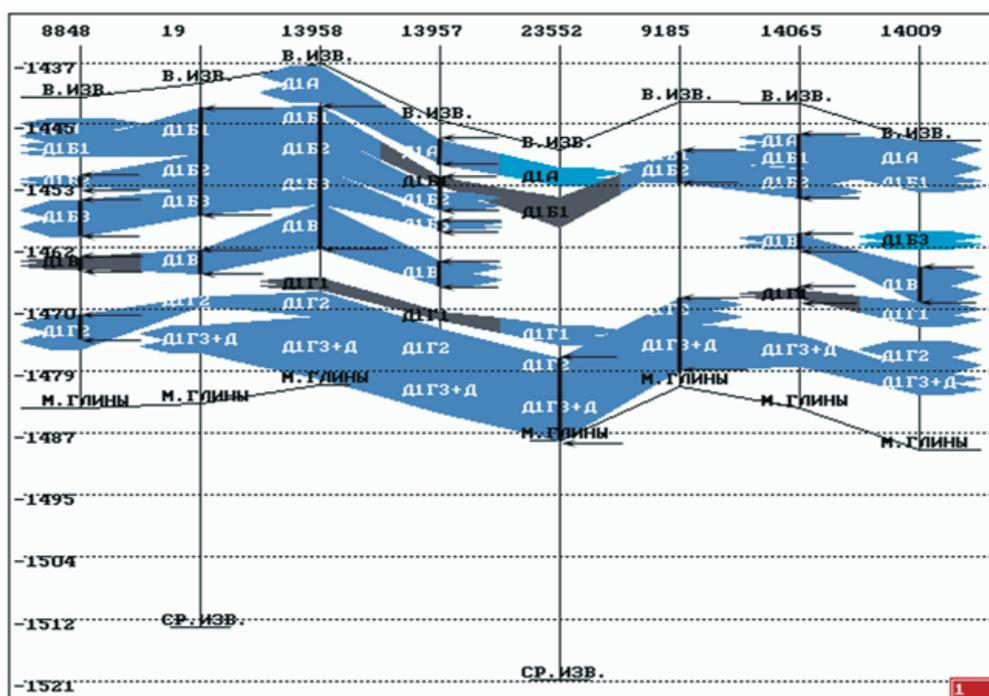


Рис.3. Геологический разрез объекта исследований одного из опытных участков Абдрахмановской площади в направлении с северо-запада на юго-восток. Сква.23552 – нагнетательная

сква. 26485 и 26482 в количестве 79,2 % и 75 % соответственно, движется преимущественно в южном и юго-западном направлениях.

Индикаторные исследования показывают, что добывающие скважины 26479 и 26480, расположенные вблизи нагнетательной сква. 26482, практически не имеют с ней гидродинамической связи.

В заключении необходимо отметить, что технология исследования межскважинного пространства индикаторным методом требует своего дальнейшего развития. В этом направлении в первую очередь необходима разработка новой методики интерпретации с использованием новейших информационных технологий, а именно на основе постоянно действующей модели разработки нефтяных месторождений. При этом нужен поиск новых индикаторов, которые по физико-химическим свойствам и способам регистрации были бы близки к идеальному индикатору – тритию. В настоящее время установлено, что закачиваемые сточные воды имеют сложный химический состав. Современный уровень развития аппаратно-методического комплекса дает широкие возможности для исследовательских методических разработок. В конкретном случае необходимо провести исследования по изучению возможности использования в качестве индикатора какого-либо элемента или ряда элементов из химического состава закачиваемых вод.

### Список литературы

1. Антонов Г.П., Зайцев В.И. Комплекс радиоактивных индикаторов на нефтяных месторождениях Татарстана //НТВ. Каротажник. – 1998. – Вып. 47. – С. 46-59.
2. Зайцев В.И., Антонов Г.П. Применение тритиевого индикатора для контроля за воздействием на пласт // Э.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1987. – Вып. 8. – С. 1-4.
3. Зайцев В.И., Антонов Г.П. Методы интерпретации результатов индикаторных исследований при оценке воздействия на пласт // Проблемы и перспективы ядерно-геофизических методов в изучении разрезов скважин // Тезисы докл. науч.-теоретической конф. – Обнинск, 1989. – С. 105.
4. Уточнение геологического строения горизонта Д<sub>1</sub> Абдрахмановской площади по результатам индикаторных исследований / Г.П. Антонов, П.А. Шагин, Р.С. Хисамов, Н.З. Ахметов, И.Н. Файзуллин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 31-33.
5. Комплексные исследования коллекторов в среднекаменноугольных отложениях для повышения эффективности их разработки / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Г.П. Антонов, Г.Ф. Кандаурова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. – С. 158-163.

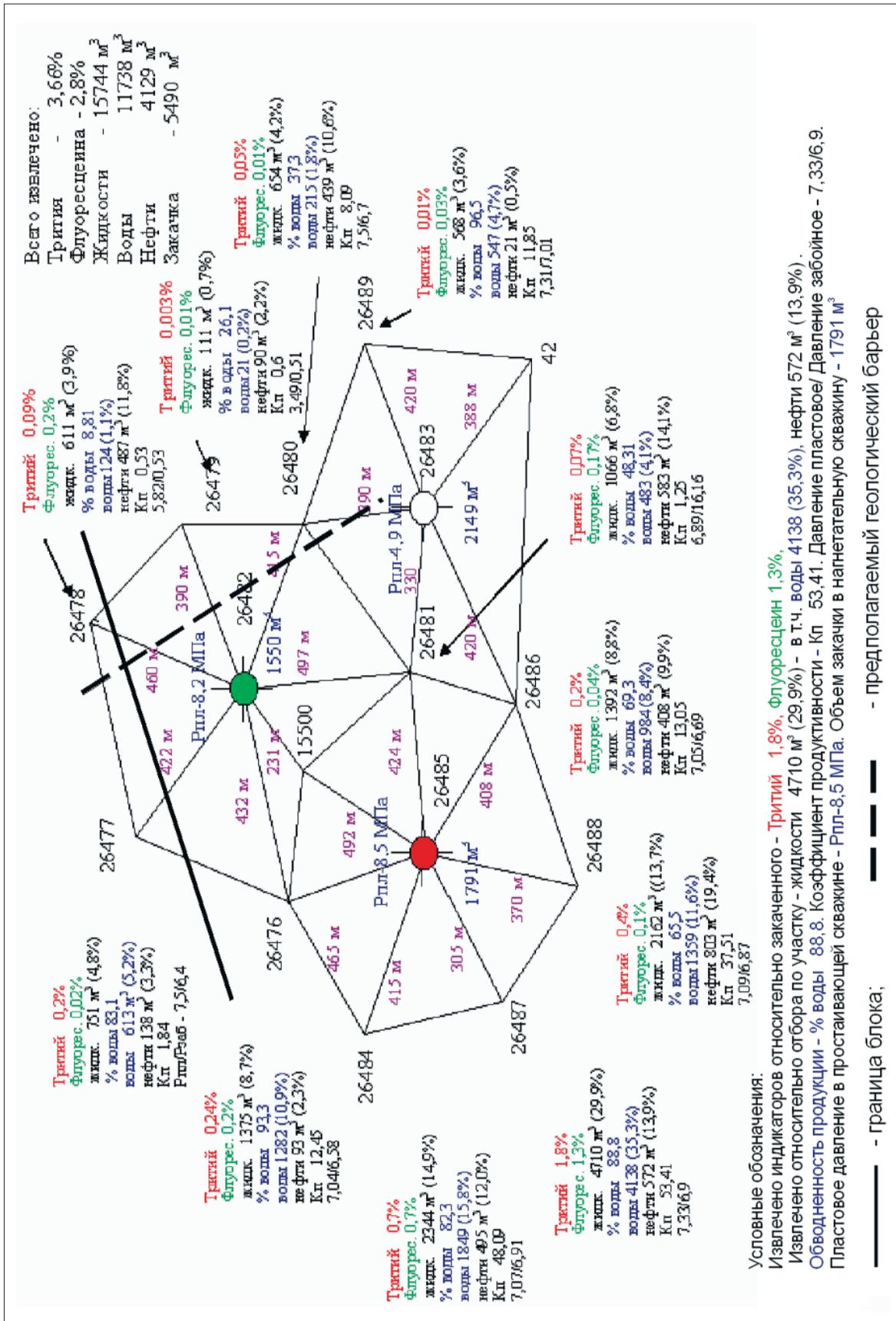


Рис. 4. Схема расположения скважин на 4-ом опытном участке залежи 302, результаты индикаторных и гидродинамических исследований

## МЕХАНИЗМЫ ВЫНОСА ПРИРОДНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ ИЗ ПЛАСТА И ОБРАЗОВАНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОСАДКОВ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

*Зайцев В.И., Антонов Г.П., Кубарев П.Н., Хисамутдинов А.Ф. (ТатНИПИнефть)*

**В** настоящее время в нефтедобывающей промышленности России и всего мира особую остроту приобретают проблемы выноса из пласта природных радионуклидов (ПРН или NORM в англоязычной транскрипции) и образования на технологическом оборудовании при добыче и подготовке нефти радиоактивных осадков (нефтешламов).

Начальной точкой изучения проблем, связанных с отложениями нерастворимых радиоактивных солей при добыче нефти и газа, можно считать 1918 г., когда впервые была опубликована информация о том, что в добываемом газе обнаружено наличие природных радионуклидов [1].

В целом проблема образования нерастворимых осадков с повышенным содержанием ПРН носит глобальный характер. Их образование зарегистрировано на технологическом оборудовании нефтяных и газовых месторождений США, Северного моря, Венесуэлы, Китая и других регионов мира. По информации П. Грея (Oil & Gas Consultants International Inc.), представленной на семинаре в Далласе в 1993 г., до 30 % добывающих скважин на территории США загрязнено отложениями радиоактивных солей. По его оценкам ежегодно при добыче нефти и газа в США образуется до 450 тыс. т подобных осадков.

В пределах бывшего Советского Союза отложения солей с ПРН при добыче нефти впервые были обнаружены в середине прошлого века на месторождениях Апшерона [2]. В настоящее время подобные отложения отмечаются во многих нефтедобывающих регионах России.

В Татарстане отложения нерастворимых солей с повышенным содержанием природных радионуклидов

на оборудовании скважин ряда площадей Ромашкинского и Бавлинского месторождений впервые были зарегистрированы в середине 60-х годов прошлого столетия. Исследования по изучению причин отложения нерастворимых радиоактивных солей на технологическом оборудовании при добыче и подготовке нефти в условиях нефтяных месторождений Татарстана в ОАО «Татнефть» были начаты в конце 1969 г., когда в ТатНИПИнефть был организован сектор радиоактивных изотопов и радиохимии.

В 1970-1974 г. был выполнен цикл работ, основными результатами которых было следующее.

Изучен химический и радионуклидный состав осадков, образующихся на оборудовании скважин. Установлено, что осадки в основном состоят из радиобарита –  $Ba(Ra)SO_4$ , а их радиоактивность обусловлена наличием радионуклидов радий-226, радий-228 и продуктов их распада.

Была проведена оценка доз, получаемых персоналом при подъеме загрязненного скважинного оборудования – НКТ и др. Был разработан и испытан способ удаления осадков с поверхности труб.

В настоящее время наиболее актуальной проблемой для ОАО «Татнефть» является образование нефтешламов, обогащенных ПРН, на технологическом оборудовании товарных парков (ТП) и установок подготовки нефти (УКПН). Необходимо отметить, что в отличие от ряда других нефтедобывающих регионов России, на месторождениях Татарстана в настоящее время практически нет отложения радиоактивных солей на оборудовании скважин.

Необходимо отметить, что в течение многих лет изучение процессов выноса природных радионуклидов из пласта и образования осадков с их повышенным содержанием проводилось с целью разработки радио-

метрических методов выделения заводненных пластов. Проблемам обеспечения радиационной безопасности персонала нефтедобывающих предприятий, утилизации осадков, предотвращения загрязнения окружающей среды уделялось значительно меньшее внимание.

В то же время, по данным Научного комитета по действию атомной радиации ООН (НКДАР), на долю природных радионуклидов приходится около 70% коллективной дозы облучения всего населения Земли.

В связи с этим очевидно, что отложения подобных солей (нефтешламов) на технологическом оборудовании при добыче и подготовке нефти создают потенциальную угрозу облучения персонала сверх допустимых уровней, загрязнения окружающей среды. Это, в свою очередь, требует разработки и реализации комплекса мероприятий по обеспечению радиационной безопасности производственного персонала, предотвращению неконтролируемого поступления ПРН в окружающую среду. Для этого необходимо иметь достоверную информацию о механизмах выноса радионуклидов из пласта, образования нерастворимых осадков, обогащенных ПРН, данные о дозах облучения работников нефтедобывающих предприятий.

Содержание изотопов радия в пластовых водах нефтяных месторождений Татарстана изучалось в течение ряда лет. В работе при анализе использовались результаты более чем 300 определений, которые проводились ТатНИПИнефть в рамках исследований по изучению причин отложения радиобарита на оборудовании скважин и геофизической службой ТНГФ при проведении попутных поисков. Поскольку отложение радиоактивных осадков на нефтепромысловом оборудовании наблюдается только при разработке девонских отложений, то основная часть анализов характеризует содержание радия в пластовых водах горизонта Д<sub>1</sub>. При добыче нефти из карбонатных отложений загрязнения нефтепромыслового оборудования природными радионуклидами не наблюдается.

В результате ряда исследований [3] было установлено, что материнские элементы уран и торий в пластовых водах нефтяных месторождений Татарстана и им аналогичных практически отсутствуют (их содержание оценивается величиной порядка 0,3 мкг/л и менее). Исследованиями также установлено, что нефти различных месторождений содержат крайне низкие концентрации урана, тория и радия (до 10 мкг/кг) и не могут служить источником обогащения пластовых вод изотопами радия. Данные, полученные в ТатНИПИнефть аль-

фа-спектрометрическим методом, согласуются с приведенными значениями (единичные измерения содержания изотопов урана в нефти дают оценочные результаты –  $10^{-3}$  мг/кг по урану-238 и  $10^{-7}$  мг/кг по урану-234). Следовательно, изотопы радия поступают в пластовую воду в основном из минерального скелета за счет процессов выщелачивания.

Содержание материнских элементов – урана-238 и тория-232 – в минеральном скелете нефтенасыщенных пластов изучалось многими авторами как с целью разработки геофизических методов исследования скважин (ГК), так и при исследовании причин отложения радиоактивных осадков [3, 4].

В 21 образце керна горизонта Д<sub>1</sub>, отобранных из скважин 5 площадей Ромашкинского месторождения, нами были приведены исследования по определению содержания урана, тория и калия в породах минерального скелета пластов (см. таблицу). При определении содержания урана и тория принималось, что они находятся в равновесии со своими продуктами распада.

Таблица

**Содержание природных радионуклидов в образцах горных пород горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения**

| Природный радионуклид | Количество, мг/кг |         |
|-----------------------|-------------------|---------|
|                       | Мин. – макс.      | Среднее |
| Уран 238              | 0,7-4,76          | 1,72    |
| Торий 232             | 4,8-28            | 11,1    |
| Калий 40              | 1620-12700        | 10232   |
| Th/U                  | 2,2-14,5          | 7,28    |

Результаты измерений удельной активности изотопов урана (234, 238) в образцах кернов девонских отложений альфа-спектрометрическим методом с радиохимическим выделением, проведенных в ТатНИПИнефть в 2000-2005 гг., с учетом погрешности коррелируют с ранее проведенными исследованиями. Минимальное количество урана-238 составляет 0,13 мг/кг; максимальное – 1,96, при среднем значении 0,68 мг/кг. Количество урана-234 изменяется от  $7,41 \cdot 10^{-6}$  до  $9,76 \cdot 10^{-5}$  мг/кг.

Из полученных результатов следует, что для пород горизонта Д<sub>1</sub> характерен достаточно широкий диапазон изменения содержания урана и тория. Само содержание природных радионуклидов в девонских отложениях в значительной мере связано с глинистостью пород.

Переход изотопов радия из породы в пластовые флюиды определяется рядом факторов, важнейшими из которых являются состав и дисперсность породы, а также форма нахождения в них радиоактивных элементов и физико-химических свойств пластовых вод. Чем выше удельная поверхность породы, с которой контактирует пластовая вода, тем выше в ней содержание радия.

Установлено, что изотопы радия всегда присутствуют в пластовых и попутно добываемых водах со своим химическим аналогом – барием. Если по каким-либо причинам в водах повышается концентрация сульфат-ионов, то выпадает нерастворимый осадок в виде радиобарита  $Ba(Ra)SO_4$ .

Переход изотопов радия из горных пород в воды обусловлен ее химическим составом, pH, окислительно-восстановительным потенциалом и рядом других факторов [5, 6, 7].

При разработке нефтяной залежи обогащение переднего фронта закачиваемых вод изотопами радия происходит за счет контакта закачиваемых вод со связанной водой, нефтью и минеральным скелетом [7]. Учитывая, что закачиваемые воды содержат радий в концентрации 0,1-1,0 пг/л, то в процессе движения их по пласту происходит интенсивный переход радия из всех компонентов пласта. При этом определяющую роль играют процессы выщелачивания радия из минерального скелета пористой среды.

Пластовые воды терригенного девона горизонта  $D_1$  характеризуются относительно высоким содержанием ионов бария и изотопов радия. Содержание растворенного сульфата бария в пластовых водах изменяется в широких пределах от 39 до 119 мг/л в зависимости от концентрации сульфат и барий ионов.

Согласно [8], максимальный предел растворимости сульфата бария в пресной воде при  $25^\circ C - 9,3 \cdot 10^{-3}$  вес. %, а его содержание в пластовой и попутно добываемой водах горизонта  $D_1$  достигает  $4,6 \cdot 10^{-2}$  вес. %. Таким образом, эти воды наиболее близки к насыщению сульфатом бария, что приводит к отложению осадка радиобарита.

Максимальная растворимость радиобарита составляет 40 мг/л при температуре  $35^\circ C$  и содержании в растворе 250 г/л хлористого натрия [7]. С уменьшением минерализации воды растворимость радиобарита резко падает и в дистиллированной воде при  $25^\circ C$  растворяется всего 2,3 мг/л сульфата бария.

По данным исследований, механизм образования солей обусловлен массовой кристаллизацией из пересыщенных растворов в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяной составляющей, газовой фазы и механических примесей, которые оказывают влияние на интенсивность и химический состав неорганических отложений.

При изменении термодинамических условий или при смешивании вод разного химического состава могут создаваться условия для пересыщения пластовых вод сульфатом бария. В этом случае малорастворимые соли будут находиться не только в растворе, но и в виде образовавшихся взвесей твердых частиц или осадка.

Осадки многокомпонентного состава формируются только при смешивании нескольких типов вод, поэтому каждый тип соли формируется при определенных условиях среды. Например, осадок радиобарита образуется при реакции среды  $pH = 5-6$ , при содержании сульфат ионов 0,3-0,4 г/л и более, а карбонат кальция образуется в нейтральных и слабо щелочных средах при  $pH = 7-8$ .

Механизм выпадения солей начинается с образования зародышей кристаллов в пересыщенных растворах. Центрами образования зародышей могут служить песчинки, капли нефти, пузырьки растворенного газа, шероховатость поверхности оборудования и др. При росте зародыши кристаллов изменяют свою форму и размер, прилипают друг к другу и к поверхности оборудования. Интенсивность роста кристаллов зависит от степени насыщенности попутно добываемых вод солями и изменения гидро- и термодинамических условий. В случае поступления в скважину химически несовместимой воды, в смешанной воде содержится большое количество зародышей кристаллов солей и процесс отложения солей происходит интенсивно. В [9] детально исследован механизм образования отложений сульфата бария на нефтепромысловом оборудовании. При изменении гидродинамических условий перенасыщенность потока попутно добываемой воды солями в НКТ возрастает от центра к периферии. Повышение скорости движения потока и интенсификация его перемешивания приводят к резкому уменьшению скрытого периода кристаллизации солей из пересыщенного раствора. Экспериментальным путем установлено, что при перемешивании пересыщенного раствора сульфата бария он практически мгновенно выпадает в осадок.

### Выводы

- в районе нефтяной залежи основным источником обогащения пластовых и попутно добываемых вод изотопами радия являются вмещающие горные породы;
- механизмом обогащения пластовых и попутно добываемых вод изотопами радия является процесс выщелачивания;
- концентрирование изотопов урана в осадках, образующихся на нефтепромысловом оборудовании, не происходит;
- основной причиной отложения радиобарита является поступление в добывающую скважину несовместимых вод – одних насыщенных сульфат-ионами, других – ионами бария.

### Список литературы

1. Scatterly, J., McLennan, J.C. The radioactivity of natural gases of Canada, Transm. Radiol. Soc. Can. 12, 153 (1918).
2. Исмет А.Р., Мамедова Р.А., Шахмалиев Р.Н. О гамма-аномалиях, выявленных в нефтяных скважинах Апшерона // Изв. вузов. Нефть и газ. -1961. – № 7. – С. 23-27.
3. Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Воробьева В.А. Закономерности в распределении радиоактивных элементов и естественного гамма-поля нефтегазоносных областей // Радиометрия нефтегазоносных областей. – М.: Недра, 1968.
4. Старик И.Е., Щепотьева Е.С. Методы определения радиоактивных природных образований. – М.: Госгеолтехиздат, 1956.
5. Доклады АН СССР (А), 15, 393 (1930).
6. Токарев А.Н., Щербаков А.В. Радиогидрогеология. – М.: Госгеолтехиздат, 1956.
7. Хуснуллин М.Х., Саттарова Ф.М., Зайцев В.И., Данилин Р.А. Отложение радиоактивных солей в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 1. – С. 64-67.
8. Справочник по растворимости / Отв. редактор Кафаров В.В. Наука, 1969.
9. Бочко Р.А., Ибрагимов Л.Х. О механизме образования солеотложений // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 1. – С. 26-28.

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Даутов Ф.И. (ТатНИПИнефть), Фадеев В.Г.,  
Гареев Р.М. (ОАО «Татнефть»)

**Ш**ирокое внедрение противокоррозионных технологий, большинство из которых разработано или усовершенствовано специалистами ТатНИПИнефть, существенным образом повысило надежность промышленных трубопроводов в ОАО «Татнефть». Количество ежегодных порывов за последние 16 лет снизилось (к началу 2005 г.): в системе нефтесбора – в 3,5, в системе ППД – почти в 25 раз. Техническое состояние и эффективность защитных мероприятий корректнее оценивать по удельной частоте порывов – снижение этого показателя за указанный период составило соответственно 2,5 и 44 раза. Порывы промышленных трубопроводов обусловлены в основном внутренней и наружной (грунтовой) коррозией. Для защиты от внутренней коррозии применяются ингибиторы коррозии, бактерициды и трубы с внутренним защитным покрытием (металлопластмассовые трубы – МПТ и трубы с полимерным покрытием – ППТ). Проблема грунтовой коррозии решается комплексной защитой – нанесением двухслойного защитного покрытия (термопластиковый полимерный подслои и защитный слой из экструдированного полиэтилена) и электрохимической защитой гальваническими протекторами из магниевого сплава.

Сильно различающиеся эффекты снижения аварийности в системах нефтесбора и ППД обусловлены различной степенью охвата трубопроводов теми или иными методами защиты. Доля труб с внутренним покрытием в системе ППД (применяются только МПТ) составляет 98 %, а в системе нефтесбора (применяются МПТ и ППТ) – около 40 %. Трубопроводы системы нефтесбора в меньшей степени защищены и от грунтовой коррозии. Большинство из них имеет наружную битумную изоляцию, поскольку двухслойное полимерное покрытие начало применяться

с 1995 г. в основном при производстве МПТ и ППТ. Внедрение протекторной защиты трубопроводов осуществляется главным образом при строительстве новых трубопроводов и замене изношенных участков (капремонте). В последние годы охват новых трубопроводов протекторной защитой достигает 90 %. Однако в пересчете на весь эксплуатационный фонд доля защищенных трубопроводов еще невелика – около 35 %.

Применение ингибиторов коррозии и ингибиторов-бактерицидов полностью не решает проблему внутренней коррозии, однако позволяет сдерживать рост аварийности трубопроводов, особенно на коррозионно-опасных направлениях. Охват ингибиторной защитой составляет в системе ППД около 95 %, а в системе нефтесбора (с учетом деэмульгаторов, обладающих ингибирующим действием) – около 30-40 %.

Длительный опыт эксплуатации МПТ (с 1986 г.) выявил недостатки принятой тогда конструкции полевых стыков. Протекторная втулка из-за низких защитных свойств выбранного материала и неудачного расположения не всегда обеспечивает достаточную степень защиты стыка. Этот недостаток не привел к существенному снижению надежности МПТ диаметром до 219 мм, но стал основной причиной начавшейся в последние годы тенденции роста аварийности МПТ большего диаметра. Хотя абсолютные величины удельной аварийности еще достаточно низкие (пока не превышают в среднем 0,03 порыва на 1 км в год), сам факт роста вызывает определенную тревогу. Поэтому разработаны и проходят промышленные испытания значительно более надежные конструкции полевых стыков. Однако замена ранее построенных трубопроводов не только невозможна за короткий срок, но и экономически неэффективна, так как ресурс эксплуатации МПТ старой конструкции еще не исчерпан.

Другим общепринятым методом снижения аварийности трубопроводов является замена изношенных участков при капитальном ремонте. До 90-х годов замена считалась одним из наиболее действенных методов сдерживания аварийности и широко применялась. Это объясняется тем, что трубопроводы без внутреннего покрытия и с некачественной наружной изоляцией подвергаются интенсивной двухсторонней коррозии практически по всей поверхности. После появления первых порывов повторные порывы наступают быстро и растут лавинообразно (по экспоненциальной или степенной зависимости от времени). В этих условиях замена участков, на которых накоплено критическое количество порывов, была технически и нередко экономически оправданным мероприятием.

Трубопроводы с внутренним покрытием и современной наружной изоляцией могут подвергаться коррозии только в местах полевых стыков (в случае неудовлетворительной защиты зоны стыка) и сквозных дефектов наружной изоляции. Число таких потенциальных очагов коррозионного разрушения можно оценить. Количество полевых стыков МПТ и ППТ в среднем составляет соответственно 30 и 50 на 1 км трубопровода. При этом площадь внутренней поверхности, которая в неблагоприятных условиях может подвергаться коррозии, составляет около 1 % для обоих типов труб.

Суммарную площадь сквозных дефектов наружной изоляции на 1 км трубопровода ( $\text{см}^2/\text{км}$ ) можно оценить по ее сопротивлению, определяемую методом катодной поляризации, по формуле [1]:

$$S_d = 10^7 \pi d_m \left( \frac{B + \sqrt{B^2 + 4AR_u}}{2R_u} \right);$$

$$A = \rho \delta K + 10^3 \Delta \varphi \exp(-2,3 \Delta \varphi / \vartheta); \quad B = 0,25 \sqrt{\pi \rho},$$

где  $d_m$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта,  $\text{Ом} \cdot \text{м}$ ;  $\delta$  – толщина наружного покрытия, м;  $K$  – коэффициент формы канала дефектов покрытия;  $\Delta \varphi$  – поляризационное смещение потенциала трубопровода при определении сопротивления изоляции;  $B$ ;  $\vartheta$  – константа Тафеля ( $\vartheta = 0,112$ );  $R_u$  – сопротивление изоляции,  $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Многочисленные измерения показали, что подавляющее большинство трубопроводов с двухслойной полимерной изоляцией имеет сопротивление от  $10^4$  до  $10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , в среднем около  $10^5$ . Расчеты с использованием усредненных параметров дают величину суммарной площади дефектов (при сопротивлении изоляции  $10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ) 10-30  $\text{см}^2/\text{км}$  для трубопроводов ди-

аметром 0,089-0,273 м (меньшие значения  $S_d$  соответствуют меньшим значениям  $d_m$ ). При сопротивлениях изоляции более  $10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$  зависимость  $S_d$  от  $R_u$  приближается к обратно пропорциональной ( $S_d \approx C/R_u$ , где  $C$  – константа), что позволяет оценивать  $S_d$  для граничных значений  $R_u$  по приведенным данным.

Сквозные дефекты в двухслойной полимерной изоляции возникают при транспортировке, укладке в траншею и засыпке грунтом, если эти операции выполняются с нарушением действующих норм. Такие дефекты, являющиеся обычно результатом грубого механического воздействия, не могут быть слишком мелкими, поэтому их общее количество будет небольшим. Если принять среднюю площадь одного дефекта  $1 \text{ см}^2$ , то количество дефектов на 1 км трубопровода составит порядка 10-30. На старых трубопроводах с битумной изоляцией, сопротивление которой обычно не превышает  $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , количество дефектов будет порядка 5000 на 1 км. Как видим, трубопроводы из МПТ и ППТ, имеющие двухслойную полимерную изоляцию, имеют не более 30-50 потенциальных очагов коррозии на внутренней поверхности в строго определенных местах (полевые стыки) и не более 10-30 – на наружной поверхности в расчете на 1 км длины.

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что замена протяженных участков трубопроводов из МПТ и ППТ, а также, отчасти, нефтепроводов с двухслойной полимерной наружной изоляцией без внутреннего покрытия, как метод сдерживания роста аварийности, не может дать такого же эффекта, как замена трубопроводов с битумной изоляцией без внутреннего покрытия.

Для того чтобы получить от замены изношенных участков трубопроводов сверхпропорциональный эффект (то есть при замене, к примеру, 10 % трубопроводов аварийность снижается на 20 %), требуется выполнение следующих условий:

- 1) коррозионное разрушение трубопровода по длине резко неравномерно – имеются отдельные относительно небольшие участки интенсивного разрушения, которые и заменяются;
- 2) на участках интенсивного разрушения имеется большое количество распределенных по длине очагов коррозии, когда применение локальных методов ремонта нерационально;
- 3) применяемые методы диагностирования позволяют составить полную картину износа по всей длине участка;
- 4) надежность отремонтированного участка, по крайней мере, не уступает надежности остальной части трубопровода.

В отношении современных трубопроводов из МПТ и ППТ ни одно из перечисленных условий до настоящего времени в полной мере не выполнялось. Применимость первых 2 условий к МПТ и ППТ мы уже обсуждали выше. Весьма актуальным для этих труб является вопрос о диагностировании их технического состояния. В настоящее время широкое применение на магистральных трубопроводах находит внутритрубная диагностика. Однако на нефтяных промыслах этот метод встречает непреодолимые трудности из-за крутых поворотов и телескопичности трубопроводов. Поэтому в РД 39-132-94 [2] предписывается следующий порядок диагностирования нефтепромысловых трубопроводов:

- 1) выделение на обследуемом трубопроводе однородных по коррозионным условиям участков;
- 2) шурфование трубопровода и подготовка к измерениям контрольных отрезков длиной 3,5-4 м на всех участках, при этом в среднем на 500 м контролируемого участка трубопровода должен приходиться 1 контрольный отрезок;
- 3) проведение диагностики с использованием стандартных, в основном ультразвуковых, методов толщинометрии и дефектоскопии.

Как видно, по существующему методу диагностирования оценивается лишь общее состояние отдельных участков трубопровода, не имеющего внутреннего защитного покрытия. Метод диагностирования предопределяет и соответствующий метод капремонта. Естественно, при таком подходе напрашивается полная замена тех контрольных участков, где обнаружено критическое уменьшение толщины стенки труб, поскольку считается, что аналогичное повреждение труб имеет место по всей длине участка. Подобное допущение, отчасти справедливое для трубопроводов без внутреннего покрытия, для МПТ и ППТ неприемлемо по двум причинам:

- 1) из-за весьма малого количества потенциальных очагов коррозии вероятность «попадания» на них при диагностировании шурфованием крайне незначительна;
- 2) даже при случайном попадании на очаг коррозии и обнаружении критического уменьшения толщины стенки в нем этот результат неправомерно распространять на другие участки трубопровода, так как развитие критической коррозии не является обязательным в остальных потенциальных очагах, которое носит во многом случайный характер.

Обеспечение длительной, безаварийной эксплуатации трубопроводов, особенно из МПТ и ППТ, с минимальными затратами невозможно без сплошного (по всей

длине) диагностирования с выявлением всех критических дефектов. Сплошное диагностирование промышленных трубопроводов становится возможным с внедрением в нефтепромысловую практику магнитометрического метода, который основан на измерении индукции магнитного поля земли над трубопроводом. Измеряемая при этом величина индукции является результирующим параметром магнитного поля земли и вторичного магнитного поля трубопровода. Интенсивность последнего зависит от количества ферромагнитного металла, его состава и структуры и, что весьма важно, от напряженного состояния трубопровода. Наличие в трубопроводе дефектов (общее и локальное уменьшение толщины стенки, трещины, расслоения металла, дефекты сварного шва и т.п.) вызывает местное повышение механических напряжений, приводящее к появлению аномалий магнитного поля над дефектами.

Магнитометрический метод проходит испытания на объектах ОАО «Татнефть» уже 2 года. За это время получены обнадеживающие результаты, свидетельствующие о достаточно высокой информативности метода по выявлению практически всех значительных дефектов. Для иллюстрации покажем 2 примера.

На рис. 1 показана магнитограмма построенной в 1983 г. выкидной линии скв. 26558 – ГЗУ-6 НГДУ «Лениногорскнефть» без внутреннего покрытия длиной 430 м, диаметром 114x4,5 мм, работающей под давлением 1,8 МПа (по оси абсцисс отложено расстояние в условных единицах магнитометра: 1 у. е. равна 0,5 м). На магнитограмме на фоне небольших по амплитуде флуктуаций магнитной индукции выделяются аномальные отклонения (1-4). При шурфовании точек 1-3 трубопровода были обнаружены два микропорыва в точках 1 и 2 (небольшое просачивание жидкости через трещины в сварном шве) и 2 поперечных сварных стыка (в точках 3) без видимых дефектов. В точке 4 установлено пересечение с газопроводом.

На рис. 2 приведена эпюра магнитной индукции над разводящим водоводом КНС-12 (БГ-803) – скв. 924 НГДУ «Бавлынефть» диаметром 89x7 мм, длиной 1782 м, построенным в 1996 г. из МПТ; рабочее давление 15 МПа. В трех точках с максимальной амплитудой обнаружено: пересечение с кабелем связи (точка 1), полевой стык с коррозионными кавернами напротив спецотверстий наконечника (точка 2) и отвод заводского изготовления с микротрещинами (точка 3). Полевые стыки (точки 4), имеют относительно небольшие амплитуды магнитной индукции, соответствующие не критическим дефектам, что было подтверждено шурфованием одного из них (шурф № 2).

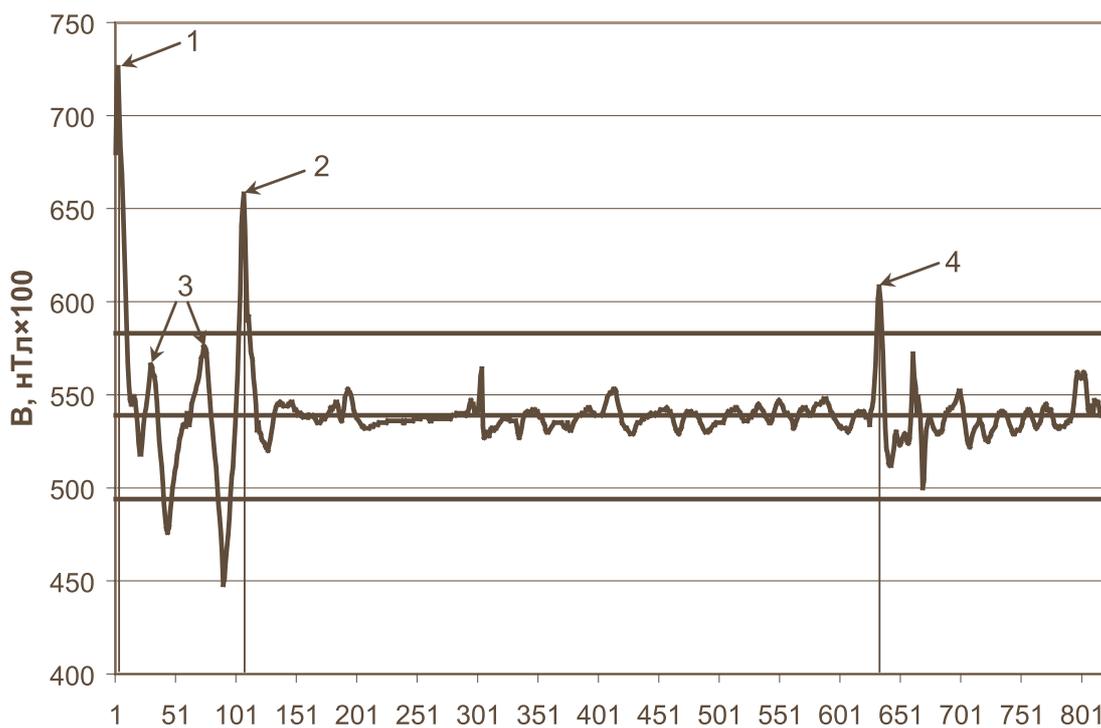


Рис. 1. Этора магнитной индукции выкидной линии скв. 26558 – ГЗУ-6 НГДУ «Лениногорскнефть»

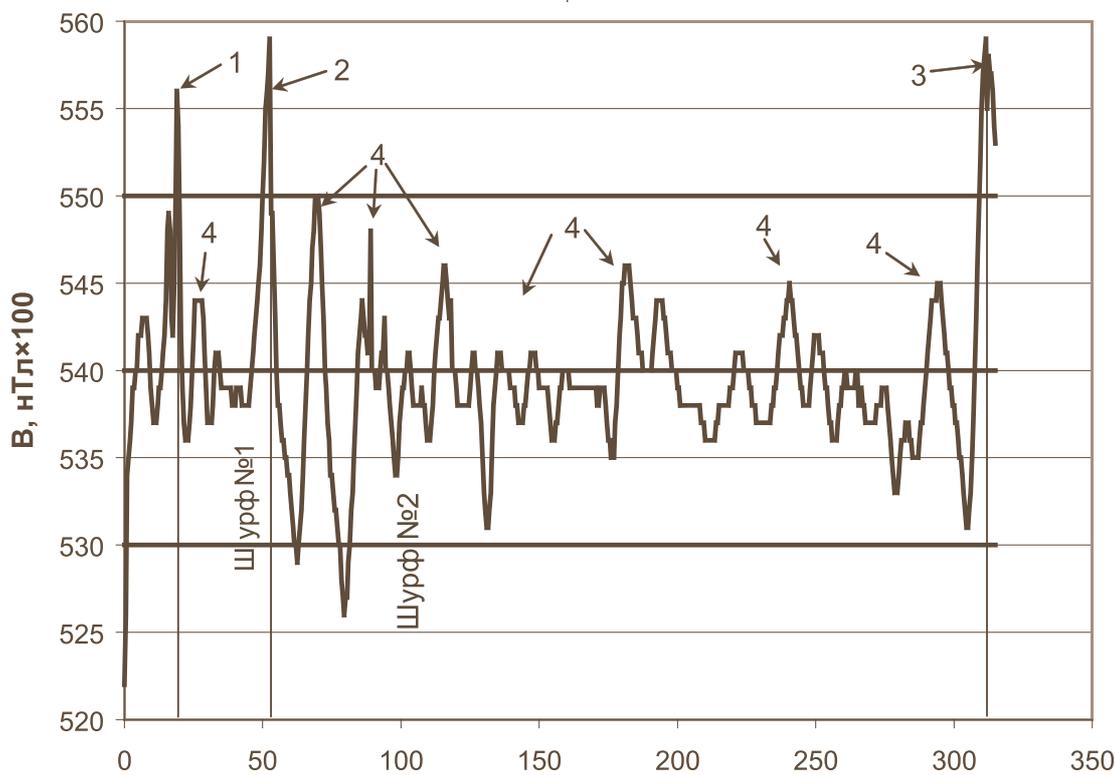


Рис. 2. Этора магнитной индукции разводящего водовода БГ-803 (КНС-12) – скв. 924 (МПТ) НГДУ «Бавльнефть»

Результаты магнитометрии и контактного диагностирования трубопроводов в шурфах

| Наименование трубопровода; НГДУ | Год сооружения | Тип трубы | Длина обследованного участка, м | Диаметр и толщина стенки, мм | Параметры и вид дефекта:         |  |
|---------------------------------|----------------|-----------|---------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--|
|                                 |                |           |                                 |                              | магнитная индукция – В, нТл      | вид и размеры (мм) дефекта                               |
| Скв. 26558 – ГЗУ-6; ЛН          | 1983           | «черная»  | 430                             | 114x4,5                      | 1) 73000<br>2) 66000             | Шов непровар.<br>Шов непровар.                           |
| Скв. 6602 – ГЗУ-27с; ЕН         | 1997           | МПП       | 800                             | 89x7                         | 57000                            | Внутр. дефект<br>15x25, h=0,8                            |
| Скв. 15904 – ГЗУ-22с; ДН        | 1996           | МПП       | 625                             | 114x9                        | 63000                            | Шов-трещина  |
| Скв. 924 – КНС-12; БН           | 1996           | МПП       | 1782                            | 89x7                         | 1) 56000<br>2) 56000             | Каверна напротив<br>спецотверстия.<br>Отвод с трещиной   |
| ГЗУ-8 – УПС «Кызыл-Тай»; ПН     | 1995           | МПП       | 300                             | 273x9                        | 1) 58000<br>2) 60000<br>3) 59000 | Каверна – h=1.<br>Шов-трещина.<br>Каверна – диам. 4, h=4 |
| Скв. 39 – ГЗУ-39; БН            | 2000           | ППТ       | 300                             | 114x4,5                      | 61500                            | Каверна – h=0,7  |
| ДНС-10с – ЦСП; ЛН               | 1998           | МПП       | 500                             | 219x8                        | 63000                            | Каверна – h=4,1  |
| КНС-58 – БГ-3, 4; ДН            | 1994           | МПП       | 1750                            | 114x9                        | 68000                            | Шов непровар;<br>каверна – h≈3                           |
| Скв. 16191 – КНС-72; ДН         | 1991           | МПП       | 5770                            | 114x9                        | 60400                            | Шов неметалл.<br>включение дл. 5 мм                      |
| Скв. 6521 – ГЗУ-241; АЗН        | 2000           | МПП       | 275                             | 89x4,5                       | 56400                            | Норма  |

К настоящему времени магнитометрическая съемка проведена на трубопроводах разного назначения общей протяженностью более 150 км. Шурфованием в точках аномалий магнитной индукции установлено, что вероятность обнаружения критических дефектов резко увеличивается при амплитудах магнитной индукции более 58000 нТл. При этом в местах критических дефектов магнитные аномалии, как правило, имеют острые пики.

Для проверки информативности магнитометрического метода на некоторых трубопроводах, в местах предполагаемых дефектов (критических и некритических), производились шурфование и определение вида и размеров дефектов контактными методами контроля (толщинометрией, дефектоскопией, рентгенометрией). Результаты представлены в таблице, из которой видно, что из 8 дефектов, имеющих магнитную индукцию  $V \geq 60000$  нТл, 6 оказались критическими, 1 (см. п. 7 таблицы) – близок к критическому (остаточная толщина составляет  $8-4,1=3,9$  мм или 49 % от начальной; критическим же является дефект при остаточной толщине менее 33 % [3]). Один дефект, имеющий магнитную индукцию 61500 нТл, оказался некритическим – глубина износа в дефекте составила всего 0,7 мм. Таким образом, достоверность оценки технического состояния по обследованным трубопроводам составила

80-85 %, что для неконтактного метода, являющегося лишь составной частью технологии сплошного диагностирования, является очень высоким показателем.

Необходимо отметить, что магнитометрия является индикаторным методом – он не дает однозначной информации о характере и размерах дефекта. Поэтому в настоящее время проводятся специальные исследования на стенде и реальных трубопроводах для идентификации дефектов по величине и форме вариации магнитной индукции. Но уже сегодня магнитная съемка в комбинации с контактными методами неразрушающего контроля в шурфах позволяет осуществлять сплошное диагностирование трубопроводов с выявлением и описанием почти всех критических дефектов.

Сплошное диагностирование трубопроводов с минимальными затратами должно проводиться в 3 стадии:

- 1) предварительное аналитическое диагностирование – отбор проблемных трубопроводов путем анализа проектной и исполнительной документации, коррозионных условий и применяемых методов защиты от коррозии для магнитной съемки;
- 2) магнитная съемка отобранных трубопроводов, определение координат предполагаемых критических дефектов по аномалиям магнитного поля;

3) шурфование трубопровода по результатам магнитной съемки и определение характера и размеров дефектов с использованием стандартных методов диагностики (дефектоскопия, толщинометрия, визуальный и инструментальный контроль и т.д.).

Современные магнитометры оснащены системой глобального позиционирования (GPS), что позволяет составить для каждого трубопровода карту расположения всех дефектов с указанием текущих размеров в электронном виде. При повторных обследованиях появляется возможность получения информации о вновь зарождающихся дефектах и скорости развития старых дефектов для более точного прогнозирования времени наступления порывов.

Разработанная технология сплошного диагностирования позволяет по-иному подойти к проблеме продления сроков безаварийной эксплуатации. Имея полную картину дефектов, можно начинать проводить локальные методы ремонта, не дожидаясь порывов. Отпадает также необходимость (до определенного состояния) проведения капремонтов с заменой протяженных участков. В первую очередь это касается трубопроводов из МПТ и ППТ, для которых замена протяженных участков (длиной больше нескольких плетей) из-за отсутствия сплошного износа может вообще не применяться.

В настоящее время известно несколько методов локального ремонта трубопроводов из МПТ:

- 1) замена одиночных полевых стыков с использованием ремонтных вставок и полевой технологии заземления концов полиэтиленовой оболочки;
- 2) ремонт одиночных полевых стыков путем замены двух плетей, соединенных между собой дефектным полевым стыком, без применения полевой технологии заземления;
- 3) замена изношенных плетей путем вырезки по полевым стыкам (заземления в полевых условиях не требуется);
- 4) заварка (наплавка) коррозионных каверн на наружной поверхности трубопровода.

Выбор технологии ППР производится в зависимости от характера и распределения дефектов по длине плети труб и подробно описан в регламенте [3], который может быть распространен на все диаметры МПТ. Использование технологий ППР в масштабах, достаточных для упреждения аварийных ремонтов, требует выполнения следующих мероприятий:

1) проведение комплексной диагностики всех проблемных трубопроводов, выбранных по результатам аналитической диагностики;

2) определение общего количества дефектов на всех трубопроводах, ранжирование их по степени опасности и предельным срокам их ремонта (до момента порыва);

3) составление ежегодных графиков проведения ППР на несколько лет вперед (предположительно до 5 лет);

4) определение необходимого количества специализированных бригад по ППР, исходя из годовых объемов и производительности одной бригады по каждому виду ремонта.

Изложенная концепция позволяет экономить значительные средства на всех этапах ее применения. Благодаря предварительной магнитной съемке и шурфованию трубопровода только в аномальных точках, снижаются затраты на сплошное диагностирование. Общее количество ППР за достаточно большой промежуток времени (более 2-3 лет) будет не меньше количества аварийных ремонтов при условии качественного выполнения последних. Затраты на этом этапе снижаются вследствие отсутствия экологической составляющей ущерба и более благоприятных условий проведения ППР. Но, пожалуй, основной экономический эффект будет получен за счет резкого сокращения, особенно для трубопроводов из МПТ и ППТ, объемов капремонта по замене протяженных участков трубопроводов.

Общий объем ППР для действующих трубопроводов может быть существенно снижен только путем дальнейшего обоснованного расширения и повышения эффективности специальных противокоррозионных технологий. Если объемы применения химических методов защиты сегодня уже близки к оптимальным, то для сокращения объемов ППР, вызываемых последствиями наружной коррозии, необходимо расширение масштабов протекторной защиты ранее построенных трубопроводов из МПТ и ППТ.

### Список литературы

1. Притула В.В., Глазков В.В. Влияние катодной поляризации на переходное сопротивление магистральных трубопроводов // Сб. науч. тр. ВНИИСТ. – М.: 1987. – С.100-110.
2. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М.: НПО ОБТ, 1994. – С.93-98.
3. Временный регламент работ по выбору оптимальной технологии и проведению аварийного и выборочно-предупредительного ремонтов подводящих водоводов МПТ диаметром 273 мм. – Бутульма: ОАО «Татнефть», ТатНИПИнефть, 2004.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ

Даутов Ф.И., Шакиров Ф.Ш., Шакирова И.Р.,  
Каюмова Н.Р., Закомолдин О.И.  
(ТатНИПИнефть)

В системе сбора и транспорта нефти с целью предварительного разделения эмульсии используются деэмульгаторы. Деэмульгаторы, являясь поверхностно-активными веществами, могут адсорбироваться на поверхности раздела фаз коррозионная среда – металл и оказывать противокоррозионное действие на всю систему.

В настоящей статье приведены результаты исследований по определению возможности защиты от коррозии металлической поверхности деэмульгаторами в водонефтяных эмульсиях без дополнительного дозирования ингибиторов.

Первоначально была определена защитная эффективность ряда деэмульгаторов, применяемых в ОАО «Тат-

нефть», в минерализованной среде в лабораторных и стендовых условиях без присутствия нефтяной фазы. Измерения скорости коррозии в лабораторных условиях проводили коррозиметром «Corrater-9030». В качестве коррозионной среды использовалась модель пластовой воды плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup> и содержанием сероводорода 100 мг/л. Результаты испытаний ингибирующей коррозию способности деэмульгаторов в лабораторных условиях приведены на рис. 1. Из рисунка видно, что деэмульгаторы проявляют определенную защитную эффективность в однофазной водной среде, которая, как и у ингибиторов коррозии, повышается с увеличением дозировки и стабилизируется при достижении определенной концентрации. Для некоторых реагентов стабилизация защитного эффекта не наблюдалось, по-видимому, область стабилизации находится выше исследованных концентраций.

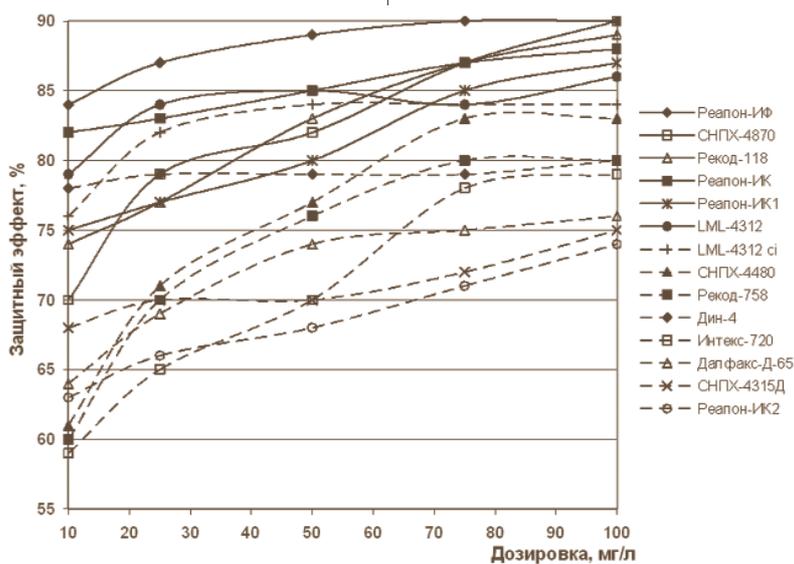


Рис. 1. Защитная эффективность деэмульгаторов в модели сероводородсодержащей пластовой воды

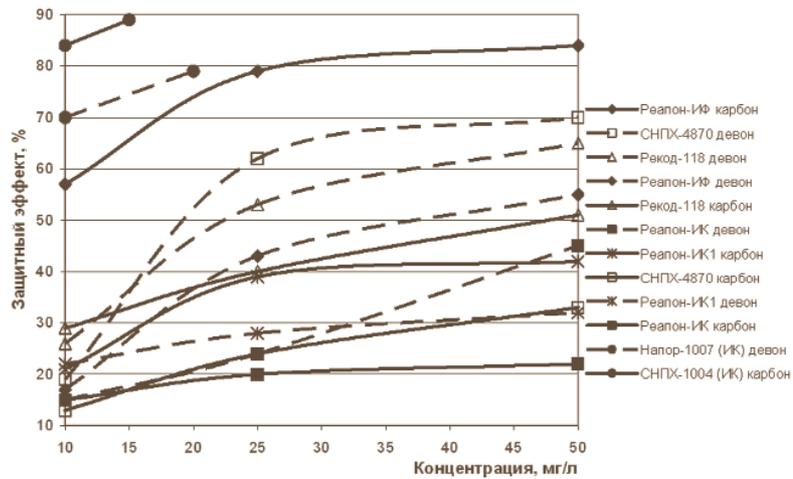


Рис. 2. Защитная эффективность деэмульгаторов по результатам стендовых испытаний в НГДУ «Бавлынефть»

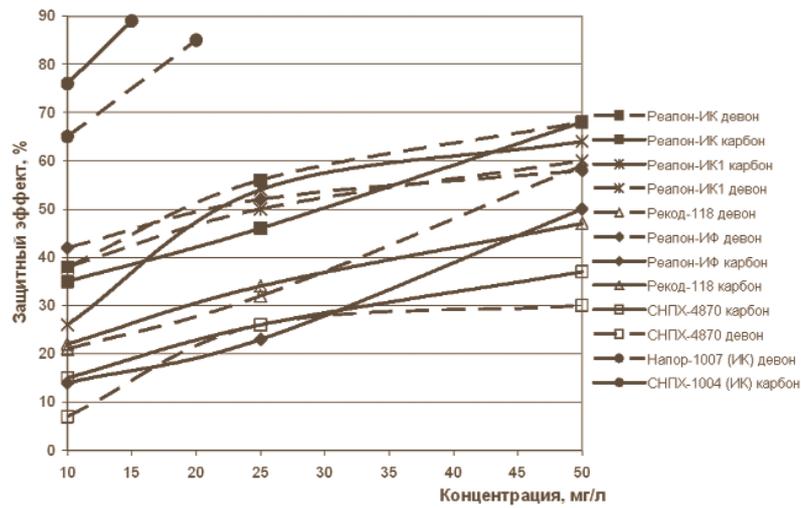


Рис. 3. Защитная эффективность деэмульгаторов по результатам стендовых испытаний в НГДУ «Джалильнефть»

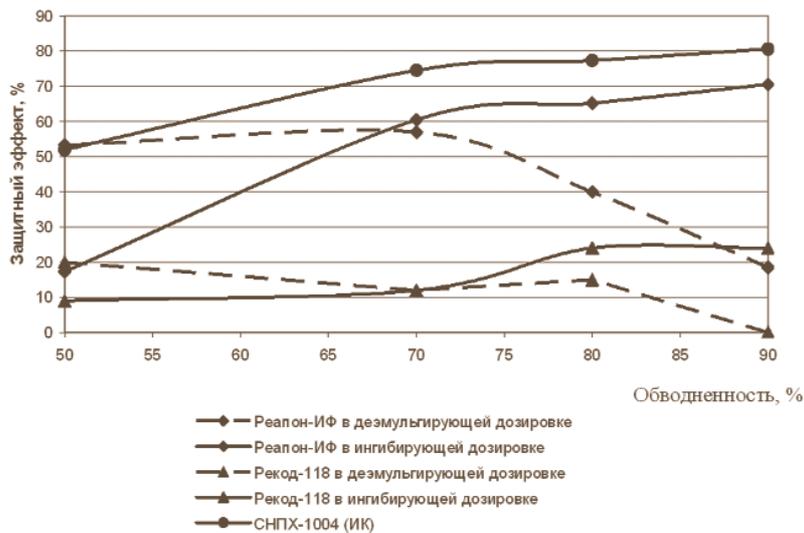


Рис. 4. Противокоррозионная эффективность реагентов в отстоявшейся воде

Таблица  
**Концентрация агрессивных компонентов  
 в водной фазе добываемой жидкости  
 при проведении стендовых испытаний  
 деэмульгаторов**

| № скважин,<br>НГДУ           | Концентрация агрессивных<br>компонентов, мг/л |                  |                |
|------------------------------|---|------------------|----------------|
|                              | CO <sub>2</sub>                               | H <sub>2</sub> S | O <sub>2</sub> |
| 1239,<br>НГДУ «Джалильнефть» | 132   | 3                | 0              |
| 7326,<br>НГДУ «Джалильнефть» | 230   | 102              | 0              |
| 10532,<br>НГДУ «Бавлынефть»  | 114   | 20               | 0              |
| 559,<br>НГДУ «Бавлынефть»    | 215   | 160              | 0              |

В результате проведенных работ для дальнейших стендовых исследований были выбраны реагенты шести марок (Реапон-ИФ, Реапон-ИК, Реапон-ИК-1, СНПХ-4870, Рекод-118, LML-4312), показавшие наиболее высокую эффективность (более 85%).

Стендовые исследования ингибирующей способности деэмульгаторов проводились на выкидных линиях добывающих скважин 1239 (девон) и 7326 (карбон) НГДУ «Джалильнефть» и 10532 (девон) и 559 (карбон) НГДУ «Бавлынефть». Исследования проводились в водной фазе добываемой жидкости. Для разделения эмульсии на водную и газонефтяную фазы использовали вертикальный делитель фаз. Сведения по концентрации агрессивных компонентов в пластовых водах приведены в таблице.

Коррозионная активность пластовых вод указанных скважин определяется наличием сероводорода и углекислого газа, кислород в них отсутствовал.

Измерения скорости коррозии проводили коррозиметром «Моникор-1». Результаты стендовых исследований приведены на рис. 2 и 3.

Из представленных данных видно, что защитные эффективности деэмульгаторов изменяются в пределах от 22 до 84 % (при максимальной исследованной дозировке 50 мг/л). Так же, как и при лабораторных исследованиях, при увеличении дозировки происходит увеличение эффективности. Стабилизация защитной эффективности происходит при дозировках 25-30 г/м<sup>3</sup>, хотя для некоторых деэмульгаторов происходит пропорциональный рост во всем диапазоне дозировок.

Обращает внимание отсутствие стабильности защитной эффективности деэмульгаторов. На средах одно-

го типа в разных НГДУ одни и те же деэмульгаторы вели себя по-разному. Так, СНПХ-4870 в девонской среде НГДУ «Джалильнефть» проявил наименьшую эффективность из исследованных деэмульгаторов, а в НГДУ «Бавлынефть» его эффективность уступала лишь Реапону-ИФ. Возможно, что причиной этого явилась более высокая концентрация сероводорода в воде девонской скважины НГДУ «Бавлынефть». В целом защитная эффективность при стендовых испытаниях была ниже, чем при лабораторных.

На этих же объектах для сравнения были проведены исследования по определению защитной эффективности ингибиторов коррозии. Результаты также приведены на рис. 2, 3. Видно, что в угленосных средах ингибитор коррозии СНПХ-1004 уже при дозировках 10-15 мг/л проявляет защитный эффект более 80 %, а Напор-1007 в девонских средах – при дозировке 20 мг/л. Ингибиторы коррозии на исследуемых средах проявили большую эффективность при меньших дозировках по сравнению с деэмульгаторами. Лишь деэмульгатор Реапон-ИФ на угленосной скважине НГДУ «Бавлынефть» проявил защитный эффект свыше 80 %.

Для эффективной защиты от коррозии в водонефтяных смесях реагент должен присутствовать в водной фазе в достаточной концентрации. При дозировании в водонефтяные смеси деэмульгаторы перераспределяются между водной и нефтяной фазами, поэтому защитная эффективность будет зависеть от коэффициента распределения – чем реагент более нефтерастворимый, тем меньше его будет в водной фазе и, соответственно, меньше будет защитная эффективность.

Согласно работе [1], доля перехода в воду деэмульгаторов различных марок изменяется от 3,5 до 34 % и зависит от содержания в них условно водо- и нефтерастворимых частей. По другим данным [2], эта доля изменяется от 7 до 73 %.

Для исследования ингибирующей способности деэмульгаторов в водонефтяных эмульсиях были выбраны реагенты Реапон-ИФ и Рекод-118 соответственно с максимальной и минимальной долями перехода в водную фазу, согласно [1]. Испытания эффективности деэмульгаторов проводили на искусственных эмульсиях, которые готовили из пластовой воды скв. 26712 НГДУ «Лениногорскнефть» (содержание сероводорода 350 мг/л) и нефти со скв. 16889 НГДУ «Лениногорскнефть». Были смоделированы водонефтяные смеси с обводненностями 50, 70, 80, 90 %. Реагенты дозировали в водонефтяную смесь в деэмульгирующей (100 мг/кг нефти) и ингибирующей (25 мг/л жидкос-

ти) дозировках. Смесь перемешивали в течение 10 минут и оставляли отстаиваться. Отстоявшуюся пластовую воду заливали в коррозионные ячейки, в которые помещали стальные образцы. Продолжительность экспозиции образцов составляла 6 часов. Параллельно с деэмульгаторами испытывали ингибитор коррозии СНПХ-1004 Р с дозировкой 25 мг/л жидкости.

Результаты определения противокоррозионной эффективности деэмульгаторов в сравнении с ингибитором коррозии в водонефтяных эмульсиях приведены на рис. 4.

Из рисунка видно, что при деэмульгирующих дозировках Реапона-ИФ с уменьшением обводненности происходит рост защитного эффекта, что связано с увеличением концентрации деэмульгатора в эмульсии. При неизменных концентрациях Реапона-ИФ в водонефтяной смеси при ингибирующей дозировке с уменьшением обводненности эмульсии защитный эффект снижается, что связано как с растворением части реагента в нефти, так и с адсорбцией его на границе раздела нефтяной и водной фаз. Зависимость величины защитного эффекта от обводненности сохраняется и для деэмульгатора Рекод-118 как при деэмульгирующих, так и при ингибирующих дозировках. Однако из-за высокой нефтерастворимости реагента защитная эффективность его в несколько раз ниже по сравнению с Реапон-ИФ и не превышает 25 %. Противокоррозионная эффективность ингибитора коррозии СНПХ-1004 выше, чем у деэмульгатора Реапон-ИФ, и она в меньшей степени зависит от обводненности эмульсии, но при высоком содержании нефти в эмульсии наблюдается уменьшение защитной эффективности, что также связано с перераспределением ингибитора между фазами.

## Выводы

1. Исследованные деэмульгаторы проявляют определенную противокоррозионную эффективность при исследованиях в лабораторных и стендовых условиях в пластовых водах.
2. При стендовых испытаниях деэмульгаторы, в отличие от ингибиторов коррозии, проявляют нестабильную эффективность. Лишь реагент Реапон-ИФ на пластовой воде угленосной скважины НГДУ «Бавлынефть» показал достаточную для практического применения эффективность. Однако этот вывод относится только к пластовой воде без нефти.
3. Эффективность деэмульгаторов в водонефтяных эмульсиях значительно ниже, чем в однофазной пластовой воде и зависит от обводненности эмульсии. При деэмульгирующих дозировках эффективность деэмульгатора резко снижается с увеличением обводненности.
4. Применение деэмульгаторов для защиты от коррозии системы нефтесбора требует тщательного предварительного исследования не только в пластовой воде, но и в водонефтяных эмульсиях различной обводненности.

## Список литературы

1. Исследование распределения деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий / Т.Ф. Космачева, И.Х. Исмагилов, Ф.Р. Губайдулин, Е.В. Жилина // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 6. – С. 110-112.
2. Ширшов А.Н., Сумьгина И.А. Закономерности фазового распределения ПАВ – деэмульгаторов при разрушении эмульсий // Тр. ин-та ТуркменНИПИ-нефть. – 1988. – Вып. 3. – С. 36-40.

## О НЕКОТОРЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ДЕЙСТВИЯ БАКТЕРИЦИДОВ НА ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СУЛЬФАТВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ БАКТЕРИЙ

Даутов Ф.И., Шакиров Ф.Ш., Шакирова И.Р.,  
Губайдуллина Р.И., Жданова З.З.  
(ТатНИПИнефть)

**Ж**изнедеятельность сульфатовосстанавливающих бактерий вызывает целый ряд негативных факторов. Особенно заметна роль микроорганизмов в усилении коррозии нефтепромыслового оборудования. По литературным данным, микробиологическая коррозия является причиной до 20-50, а по некоторым источникам, и до 80 % коррозионных потерь [1]. По данным наших исследований, в угленосной среде в присутствии СВБ скорость общей коррозии возрастает в среднем в 1,3-1,5 раза, в девонской среде – в 2-3 раза. Иными словами, доля микробиологической составляющей в коррозионных процессах составляет 50-65 % в девонской среде и 25-35 % – в угленосной.

Большее влияние СВБ на усиление коррозии в девонской среде объясняется появлением дополнительного коррозионного агента – сероводорода, являющегося продуктом жизнедеятельности бактерий. В угленосной среде, где сероводород присутствует изначально, возрастание скорости коррозии в присутствии СВБ связывают с низкими защитными свойствами сульфидов железа, образующихся при биокоррозии. Кроме того, считают, что высокие концентрации сероводорода угнетают жизнедеятельность СВБ, поэтому биокоррозия в девонской среде протекает интенсивнее, чем в угленосной.

Биогенный сероводород является не только причиной возрастания коррозионной агрессивности перекисляемой среды, но и приводит к ухудшению товарных свойств нефти и образованию сульфидов железа. Сульфиды железа, а также отмершие биомассы бактерий могут вызвать закупорку пластов, что приводит к снижению приемистости нагнетательных и дебита

добывающих скважин. Кроме того, адгезированные формы СВБ образуют на поверхности оборудования полисахаридные биопленки, которые уменьшают или полностью блокируют доступ ингибиторов коррозии к защищаемой поверхности.

Все эти факторы диктуют необходимость подавления жизнедеятельности бактерий. Существуют физические и химические методы воздействия на микроорганизмы. Физические методы (стерилизация среды нагреванием, ультрафиолетовое, рентгеновское, коротковолновое и радиационное облучения и др.) не получили широкого применения в основном из-за их трудоемкости, сложности оборудования, кратковременности и локальности их действия.

Наиболее эффективным средством борьбы с СВБ является обработка зараженных сред химическими реагентами. Обработка возможна как неорганическими, так и органическими соединениями, но наибольшее распространение в нефтедобывающей промышленности получили именно органические бактерициды.

Микробиологическая коррозия вызывается в основном адгезированными формами бактерий. Планктонные формы непосредственного участия в коррозионных процессах не принимают, а способствуют распространению области заражения и созданию адгезированных форм. Адгезированные клетки образуют колонии, покрытые защитными полисахаридными слизистыми пленками. В застойных зонах такие колонии не уносятся потоком транспортируемой среды и поэтому здесь наиболее активно развиваются бактерии. Пленки выполняют функцию барьера, защищающего СВБ от неблагоприятных условий окружающей среды. Этим объясняется высокая устойчивость адгезированных форм к бактерицидам.

В связи с этим применяемые реагенты должны эффективно воздействовать не столько на планктонные, сколько на адгезированные формы бактерий. В табл. 1 приведены сравнительные данные по бактерицидным концентрациям реагентов в отношении планктонных и адгезированных СВБ. Все исследования проводили с использованием накопительной культуры СВБ, выделенной из сточной воды Сулеевских ОС НГДУ «Джалильнефть».

Видно, что подавляющие концентрации бактерицидов в отношении адгезированных форм СВБ в 2-6 раз выше, чем планктонных. Наиболее эффективным в отношении адгезированных форм бактерицидом из числа исследованных является СНПХ-1004Р.

Важным аспектом применения бактерицидов является появление устойчивых форм СВБ при низких концентрациях реагента. Известно, что при воздействии химических реагентов на бактерии зачастую могут возникать процессы мутации [2]. В основе выработки резистентности бактерий к химическим реагентам могут лежать разнообразные изменения физиологических свойств клетки, обусловленные мутациями. Мутации могут приводить к нарушению транспортных процессов. В результате химические реагенты перестают поступать внутрь клетки и поэтому не могут более влиять на ее метаболизм. Мутации могут обуславливать расщепление реагентов. При этом клетка разрушает реагент и тем самым обезвреживает его. Один мутант практически способен дать начало целому клону микроорганизмов, обладающих новым специфическим свойством – резистентностью к бактерицидам.

Таблица 1

**Бактерицидная активность реагентов по отношению к планктонным и адгезированным формам СВБ**

| Реагент    | Бактерицидная концентрация реагента, мг/л |   |                         |
|------------|---|---|-------------------------|
|            | в отношении планктонных форм $c_{п}$      | в отношении адгезированных форм $c_{а}$ | отношение $c_{п}/c_{а}$ |
| СНПХ-1004Р | 75  | 400                                     | 5,3                     |
| СНПХ-1002  | 400                                       | 1200                                    | 3,0                     |
| Напор-1007 | 100                                       | 600                                     | 6,0                     |
| СНПХ-1050  | 200                                       | 800                                     | 4,0                     |
| СНПХ-6438  | 250                                       | 800                                     | 3,2                     |
| Сульфан    | 400                                       | 800                                     | 2,0                     |

Целью наших исследований было определение возможности образования резистентных форм СВБ и определение убойных дозировок для них.

Сущность методики заключалась в следующем. Определяли бактерицидную активность реагента на накопительной культуре СВБ при обработке в течение 24 часов. Затем культуру СВБ трех- и шестикратно обрабатывали реагентом с дозировкой меньшей подавляющей и определяли бактерицидную дозировку для многократно обработанной культуры. Исследования проводили с использованием бактерицида СНПХ-1002. Бактерицидная концентрация СНПХ-1002 по отношению к планктонным формам СВБ составляла 400 мг/л. Для многократных бактерицидных обработок брали максимальную концентрацию бактерицида, при которой отмечался рост СВБ с индексом активности 100 единиц. Такая концентрация составила 200 мг/л.

Накопительную культуру СВБ перемешивали, отбирали стерильным шприцем 1 мл и вводили в три флакона с охлажденной кипяченной водопроводной водой и затем дозировали в каждый флакон водный раствор бактерицида СНПХ-1002 в концентрации 200 мг/л. Флаконы с посевным материалом встряхивали для перемешивания и выдерживали при комнатной температуре в течение 24 часов.

Из каждого флакона с обработанной бактерицидом культурой отбирали по 1 мл жидкости и вводили в питательную среду Постгейта, перемешивали и термостатировали при температуре 32-35°C с целью выявления жизнеспособности контактировавших с бактерицидом клеток микроорганизмов. На вторые сутки в период размножения микроорганизмов с постоянной скоростью (экспоненциальная фаза) 1 мл обработанной бактерицидом культуры переносили в среду Постгейта для устранения действия бактерицида. После прорастания культуру СВБ подвергали повторной бактерицидной обработке с дозировкой 200 мг/л.

Затем культуру СВБ через 3-4 суток, когда клетки находятся в стационарной фазе роста, подвергали последующей бактерицидной обработке. Клетки, находящиеся в стационарной фазе, менее чувствительны к летальному действию реагента, чем клетки, находящиеся в стадии деления. При переходе из экспоненциальной фазы в стационарную в популяции накапливаются особи, полностью устойчивые к действию бактерицида, поэтому устойчивость культуры возрастает.

Таблица 2

**Бактерицидная активность реагента СНПХ-1002 для трехкратно обработанной культуры СВБ**

| Повторность опытов | Концентрация реагента, мг/л |     |     |     |     |      |      |
|--------------------|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|------|------|
|                    | 500                         | 600 | 700 | 800 | 900 | 1000 | 1100 |
| 1                  | +                           | +   | +   | +   | +   | +    | -    |
| 2                  | +                           | +   | +   | +   | +   | -    | -    |
| 3                  | +                           | +   | +   | +   | +   | +    | -    |

Примечание: «+» – присутствие СВБ; «-» – отсутствие СВБ

Таблица 3

**Бактерицидная активность реагента СНПХ-1002 для шестикратно обработанной культуры СВБ**

| Повторность опытов | Концентрация реагента, мг/л |     |      |      |      |      |      |
|--------------------|-----------------------------|-----|------|------|------|------|------|
|                    | 800                         | 900 | 1000 | 1100 | 1200 | 1300 | 1400 |
| 1                  | +                           | +   | +    | +    | +    | +    | -    |
| 2                  | +                           | +   | +    | +    | +    | +    | -    |
| 3                  | +                           | +   | +    | +    | +    | -    | -    |

Накопительную культуру СВБ многократно обрабатывали малой дозой бактерицида с последующим переосевом в питательную среду Постгейта. Перед каждой обработкой проводилась количественная оценка наличия бактерий методом предельных разведений.

Затем для трех- и шестикратно обработанных культур СВБ провели определение подавляющих дозировок бактерицида. Результаты исследований приведены в табл. 2 и 3.

Из приведенных данных видно, что при увеличении кратности обработок малыми дозами увеличивается бактерицидная концентрация реагента. Для необработанной, трех- и шестикратно обработанной малыми дозами культуры СВБ концентрации составили

400, 1100 и 1400 мг/л соответственно.

Таким образом, если после бактерицидных обработок остаются жизнеспособные клетки СВБ, т.е. эффективность обработки меньше 100 %, может произойти адаптация бактерий к применяемому химическому реагенту и последующие обработки необходимо проводить с большими дозировками.

Также было исследовано влияние длительности воздействия однократных малых доз бактерицидов на характеристики культуры СВБ и величину подавляющей концентрации бактерицида в лабораторных условиях. Для исследований использовали бактерициды СНПХ-1002 и СНПХ-1004Р, подавляющие концентрации которых при обработке накопительной культуры СВБ в течение 24 часов составляли 500 мг/л и 100 мг/л соответственно.

Содержание бактерий в исследуемой накопительной культуре СВБ равнялось  $10^7$  кл/мл, индекс активности –  $100 \text{ сут}^{-1}$ . Методика эксперимента была идентична предыдущим исследованиям, за исключением того, что обработка малой дозой производилась однократно при разном времени воздействия. Для обработок брали максимальную концентрацию бактерицидов, при которой отмечался рост СВБ с индексом активности 100 единиц. Для СНПХ-1002 эта концентрация составила 200 мг/л, а для СНПХ-1004Р – 25 мг/л. Время воздействия бактерицидов на накопительную культуру СВБ составило 12, 24, 36, 48, 72 часов. Затем для обработанных культур определяли содержание и индекс активности жизнеспособных клеток СВБ и концентрации реагентов СНПХ-1002 и СНПХ-1004Р, при которых происходит полное подавление бактерий при времени воздействия 24 часа.

Результаты исследований приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Зависимость бактерицидных концентраций реагентов от продолжительности однократного воздействия малыми дозами бактерицидов на накопительную культуру СВБ**

| Длительность воздействия малой дозой бактерицида, ч | Характеристики накопительной культуры СВБ после воздействия малой дозой бактерицида |                                      |                                  |                           |                                      |                                  |
|---|---|--------------------------------------|----------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
|   | СНПХ-1004Р, 25 мг/л   |                                      |                                  | СНПХ-1002, 200 мг/л       |                                      |                                  |
|   | количество клеток, кл./мл   | индекс активности, $\text{сут}^{-1}$ | бактерицидная концентрация, мг/л | количество клеток, кл./мл | индекс активности, $\text{сут}^{-1}$ | бактерицидная концентрация, мг/л |
| 12  | $1 \cdot 10^7$  | 100                                  | 100                              | $1 \cdot 10^7$            | 100                                  | 500                              |
| 24  | $1 \cdot 10^7$  | 100                                  | 100                              | $1 \cdot 10^7$            | 100                                  | 500                              |
| 36  | $1 \cdot 10^6$  | 33                                   | 100                              | $1 \cdot 10^6$            | 50                                   | 500                              |
| 48  | $1 \cdot 10^3$  | 14                                   | 50                               | $1 \cdot 10^6$            | 20                                   | 400                              |
| 72  | $1 \cdot 10^0$  | 10                                   | 25                               | $1 \cdot 10^1$            | 14                                   | 300                              |

Из таблицы видно, что при увеличении времени воздействия малыми дозами бактерицидов на культуру СВБ наблюдается уменьшение количества клеток и индекса активности бактерий. При малом времени воздействия (12 и 24 часа) изменения характеристик накопительной культуры не происходило. Вследствие этого при увеличении времени воздействия малыми дозами уменьшаются бактерицидные дозировки реагентов, необходимые для подавления оставшихся жизнеспособных клеток. В отличие от многократных обработок малыми дозами бактерицидов при однократной обработке увеличения подавляющей концентрации для оставшихся жизнеспособных клеток не произошло, т.е. для образования резистентных клеток необходимо многократное воздействие.

### Выводы

1. СВБ вносят существенный вклад в коррозионные процессы. По данным лабораторных экспериментов под воздействием СВБ скорость коррозии возрастает в 1,3-1,5 раза в угленосной среде и в 2-3 раза в девонской. Доля микробиологической коррозии в общем коррозионном процессе составляет 50-65 % в девонской среде и 25-35 % – в угленосной.
2. Бактерицидные дозировки в отношении адгезированных форм СВБ в 2-6 раз выше дозировок в отноше-

нии планктонных форм. Это объясняется образованием биопленок, защищающих колонии бактерий от неблагоприятного воздействия окружающей среды. При обработках применяемые дозировки должны подавлять адгезированные формы СВБ.

3. При многократных бактерицидных обработках с дозировками, меньшими, чем необходимо для полного подавления СВБ, возможно образование резистентных (устойчивых) форм бактерий. Для уничтожения таких форм могут понадобиться дозировки, в несколько раз превышающие обычные.

4. При увеличении времени воздействия малыми дозами бактерицида на культуру СВБ наблюдается уменьшение количества клеток бактерий и индекса активности. Вследствие этого происходит уменьшение бактерицидной дозировки реагентов, необходимой для подавления оставшихся клеток бактерий.

### Список литературы

1. Агаев Н.М. и др. Современное состояние проблемы предотвращения бактериальной коррозии в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – (Обзорная информация. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды).
2. Фробишер М. Основы микробиологии. – М.: Мир, 1965. – 678 с.

# Экономика разработки нефтяных месторождений



## О СТАНОВЛЕНИИ И РАЗВИТИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ В ТАТНИПИНЕФТЬ

*Мотина Л.И. (ТатНИПИнефть)*

При создании в 1956 г. ТатНИПИнефть организация самостоятельной службы экономических исследований не предполагалась. Первые экономисты-исследователи были приняты в институт в отдел разработки нефтяных месторождений, среди них был Б.З. Фаттахов, который вспоминает: «В штатном расписании не было должности экономиста, пришлось убеждать директора института В.А. Еронина, что без них не обойтись». Вскоре были приняты еще два экономиста. Все они не имели нефтяного образования. Но зато имели неплохое физико-математическое и экономическое образование, а также опыт работы на производстве. Нефтяную науку изучали самостоятельно, в первую очередь по учебнику «Научные основы разработки нефтяных месторождений».

Главной задачей, стоящей перед коллективом института, в том числе и перед экономистами, было составление схемы разработки Ромашкинского месторождения, в числе первых по Азнакаевской площади (1957 г.). Именно при составлении первой Генеральной схемы разработки этого уникального месторождения, а также технологических схем разработки его отдельных площадей, были разработаны принципиально новые подходы и экономические методы по обоснованию плотности сетки скважин, оптимальных объемов добычи нефти. Автором новых идей был Б.З. Фаттахов, которому в результате бурных обсуждений удалось преодолеть неприятие оппонентов и претворить их на практике. Позже они были реализованы при разработке следующих технологических схем и обоснований развития нефтедобычи на территории Татарстана, в частности, экономически обоснован максимальный уровень добычи нефти в 100 млн т в год.

В ходе выполнения экономических расчетов при проектировании разработки нефтяных месторождений, выявилась необходимость экономических исследований в других направлениях нефтедобычи. Это привело к созданию лаборатории экономических исследований под руководством Р.И. Назимова, лаборатории перспективного планирования под руководством Б.З. Фаттахова, а в 1962 г. самостоятельного экономического отдела во главе с опытным и высококвалифицированным экономистом В.А. Заржецким. Виктор Абрамович пришел в институт, имея за плечами большой опыт работы в нефтедобывающих предприятиях Грозного и Сахалина, в министерствах и ведомствах Москвы, за что был награжден медалями и орденами. Позже, в 1964 г., была введена должность заместителя директора по научной работе в области экономики, который, кроме научного отдела экономики, курировал экономические службы аппарата института. Первым на эту должность был назначен пришедший из НГДУ «Альметьевнефть» кандидат экономических наук А.Д. Соловьев. Александр Дмитриевич возглавлял эту службу до 1986 г. Под его руководством и непосредственном участии были выполнены многие научные исследования, а работа «Новая система планирования и экономического стимулирования в нефтяной промышленности», одним из авторов которой он является, удостоена премии им. акад. И.М. Губкина. На этом посту его последовательно сменили Н.Ф. Гайфутдинов, Р.А. Хабибуллин, кандидат экономических наук Л.И. Мотина.

Отдел экономических исследований в своем составе имел несколько секторов, занимающихся разными направлениями. Одним из основных, с начала организации и по настоящее время, является сектор по экономической оценке разработки нефтяных месторождений, возглавляемый вначале кандидатом экономи-

ческих наук Б.З. Фаттаховым, затем А.С. Юсуповой, А.Ф. Яртиевым. Основной задачей этого сектора является выполнение экономических обоснований и экономических этапов при составлении технологических схем, подсчете запасов нефти. Кроме вышеназванных руководителей, много труда и знаний вложили в развитие данного направления С.Ш. Валеева, Л.С. Шемель, А.И. Мухаметова, А.И. Гибатова, и др. В настоящее время в этом направлении активно работают кандидаты экономических наук С.И. Ибатуллина, М.В. Глушенкова.

Важным направлением были также исследования в области добычи и подготовки нефти. Выполнялись научные исследования по анализу и поиску резервов снижения себестоимости добычи нефти. Принимали участие под руководством ВНИИ в разработке методики калькулирования себестоимости добычи нефти и газа. В секторе под руководством Р.В. Максуговой, а затем Л.А. Мухарской и А.М. Сивелькиной решались реальные задачи по повышению эффективности деятельности НГДУ. Одними из ответственных исполнителей этих работ многие годы были: Н.И. Воронина, Л.И. Компанец. Этими же задачами занимались в свое время и сектор экономики труда в добыче нефти, возглавляемый В.М. Катерминой, и сектор под руководством Ю.К. Кульчицкой, занимающийся сбором, обработкой и анализом технико-экономических показателей объединения «Татнефть» и всех его подразделений.

Самостоятельным направлением длительное время были экономические исследования в области геологоразведочных работ и бурения скважин. Возглавляла этот сектор вначале А.П. Суркова, затем кандидаты экономических наук Ф.Ш. Загирова, Г.М. Квон, где совместно с такими опытными специалистами, как Л.А. Кочеткова, З.П. Осанова, Н.В. Домацкая и др., проводился анализ сметной и фактической стоимости бурения скважин, выявлялись пути повышения технологических и стоимостных показателей, разрабатывались методы стимулирования буровых бригад за повышение качества строительства и увеличение дебитов скважин.

ТатНИПИнефть за годы своего существования был и остается основным разработчиком новой техники и технологии, применяемой в ОАО «Татнефть». Это требовало постоянного экономического сопровождения, для чего был создан сектор экономической оценки новой техники и научно-исследовательских работ. Под руководством кандидата экономических наук

В.Ф. Хегай, затем Л.И. Мотиной и Р.И. Катеевой в секторе выполнялась прогнозная и экономическая оценка научно-технических разработок института. С образованием в составе объединения «Татнефть» УПНПиКРС важным направлением стали исследования в области капитального ремонта скважин, затем добавились работы по защите нефтепромыслового оборудования от коррозии. Вместе с руководителями много труда и знаний вложили в эти исследования В.И. Самойлова, С.Х. Асфина, Р.Г. Даутова и др.

В условиях централизованного планирования важным направлением являлось нормирование материально-технических ресурсов, которое возглавлял вначале Н.И. Авлошенко, затем кандидат экономических наук Р.И. Рихельгоф. По заданиям Министерства нефтяной промышленности в секторе было разработано большое количество методик по нормированию различных видов материалов и используемой в нефтедобыче технике, которые применялись во всех нефтедобывающих объединениях СССР. Работали в этом секторе такие опытные специалисты, как Т.В. Кондрашкина, Н.С. Шаталов, Л.М. Кладова, Г.Ю. Крутова.

Несмотря на различие направлений проводимых экономических исследований, отдел экономики был и остается единым коллективом, который всегда отличал принципиальный и конструктивный подход при обсуждении выполненных работ, взаимовыручка и поддержка, умение и желание передать свой опыт молодым коллегам, приходящим в отдел. Причем общие интересы были не только в работе. Дружно и весело сотрудники отдела выходили на субботники, отмечали праздники. В прошедшие годы приходилось много выезжать на сельхозработы с шефской помощью колхозам. Как вспоминает А.Д. Феклина, проработавшая много лет профоргом отдела: «Мы всегда были вместе и на работе, и в праздники, а уж на сельхозработах «певучий» отдел экономистов отличался не только работой, но и жизнерадостным отношением к нелегкому труду».

За последние годы отдел экономики значительно сократился, что является насущным требованием времени и стало возможным благодаря компьютеризации экономических расчетов. Полностью, при переходе в рыночные условия, отпала необходимость в централизованном планировании материально-технических ресурсов, что вызвало необходимость ликвидации соответствующего направления в отделе. Другие направления разрабатываются двумя секторами, исследования которых стали носить более прикладной и опера-

тивный характер. Кроме того, появились новые задачи, решение которых возложено на отдел экономики. Большое внимание уделяется вопросам налогообложения и налогового стимулирования нефтедобычи. Проводится постоянный анализ законодательных изменений в этой области, разрабатываются рекомендации по дифференциации ресурсных налогов, учитывающие условия выработанных месторождений Татарстана, ухудшение качества добываемой продукции. На основе Методики налогового стимулирования малодебитных и высокообводненных скважин, разработанной в отделе, в Татарстане впервые была реализована практика налогового стимулирования добычи нефти из этих скважин за счет возможностей регионального бюджета.

В связи с ужесточением требований к эффективности вложения инвестиций большое внимание уделяется повышению качества оценки инвестиционных проектов, разработке бизнес-планов, оценке разработки нефтяных месторождений на условиях раздела продукции, в том числе и за пределами России. В частности выполнен ряд технико-экономических обоснований целесообразности участия ОАО «Татнефть» в геологоразведочных работах и разработке месторожде-

ний на территориях Ирака, Ирана, Ливии, Омана, Сирии и др. Кроме нефтедобычи, приходится осваивать и новые направления, такие как нефтепереработка, нефтехимия и другие виды деятельности, где имеются интересы ОАО «Татнефть».

В отдел экономики пришло новое молодое поколение экономистов (Е. В. Мехеев, М.В. Глушенкова, А.Н. Мокрикова, Л. И. Гараев и др.), которые успешно продолжают начатое старшими товарищами и привносят новое, творческое начало, учитывающее кардинальные изменения, произошедшие в экономике страны.

Для всех поколений сотрудников отдела экономики были характерны творческое отношение к выполняемой работе, поиск новых подходов и методов в проводимых исследованиях. Это выражалось и в успешной защите ими кандидатских диссертаций. В разное время кандидатами экономических наук в отделе стали: Б.З. Фаттахов, Ф.Ш. Загирова, В.Ф. Хегай, Р.И. Рихельгоф, Л.И. Мотина, С.И. Ибатуллина, Г.М. Квон, М.В. Глушенкова. В настоящее время плеяда молодых экономистов также готовится к защите кандидатских диссертаций, и мы надеемся, что творческий потенциал отдела экономики и в дальнейшем будет успешно развиваться.

## К ВОПРОСУ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДЛЯ ВЫРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Лавуценко В.П., Хисамов Р.С.  
(ОАО «Татнефть»), Мотина Л.И.,  
Мокрикова А.Н., Блинов А.Ф. (ТатНИПИнефть)*

**В**ведение в 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) взамен действовавших до этого времени ресурсных налогов и отчислений (акциза, платы за пользование недрами, отчислений в фонд ВМСБ) практически сразу же вызвало резкую критику со стороны специалистов нефтедобычи. В качестве основных негативных моментов данного налога отмечались: единая ставка для всех месторождений независимо от горно-геологических и экономико-географических условий разработки и привязка налога к уровню мировых цен. На практике это привело к росту налоговой нагрузки, причем в большей степени для истощенных месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки. До введения НДПИ для таких месторождений предусматривалась пониженная ставка роялти, например, для месторождений Татарстана был принят минимально возможный уровень в 6 %.

За прошедшие годы ситуация усугубилась из-за неоднократного повышения базовых ставок по НДПИ и экспортной пошлине. А их привязка к мировым ценам на нефть, при сложившихся высоких ценах в последние годы, привела к неадекватному росту налоговой нагрузки. Так, в первом полугодии 2005 г. с каждой тонны нефти в среднем было выплачено 3723 руб. в виде экспортной пошлины и НДПИ.

Уровень налоговой нагрузки непосредственным образом влияет на финансовые показатели разработки нефтяного месторождения и на период его рентабельной разработки. Проведенные расчеты на примере Ромашкинского месторождения при цене на нефть на уровне 40 долл./барр. показали, что при сложившихся затратах на добычу и реализацию нефти, пери-

од рентабельной разработки при исключении всех налогов можно продлить на 25 лет.

Основной причиной снижения рентабельности нефтедобычи на поздней стадии разработки, кроме роста налоговой нагрузки, является прогрессирующий рост эксплуатационных затрат на добычу нефти, который закономерен для любого месторождения. Это происходит вследствие:

- снижения добычи нефти по месторождению и дебита нефти по скважинам;
- наличия большого пробуренного фонда скважин;
- увеличения обводненности добываемой продукции;
- роста затрат на внедрение новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН);
- увеличения затрат на проведение экологических мероприятий и физическую ликвидацию скважин;
- снижения эффективности проводимых геологических мероприятий (ГТМ).

На рис. 1 показано изменение удельных эксплуатационных затрат за весь период разработки на примере Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть». Затраты определены на основе технологических показателей, соответствующих периоду с данной степенью выработанности. Сопоставимость затрат обеспечена определением нормативов на основе фактической калькуляции затрат за 2004 г.

Видно, что наибольший рост затрат происходит после достижения степени выработанности в 70-80 %. Причем растут как удельные условно-переменные затраты в связи с увеличением обводненности добываемой продукции, так и, в большей степени, удельные условно-постоянные затраты из-за увеличения фонда скважин и снижения дебита по нефти.

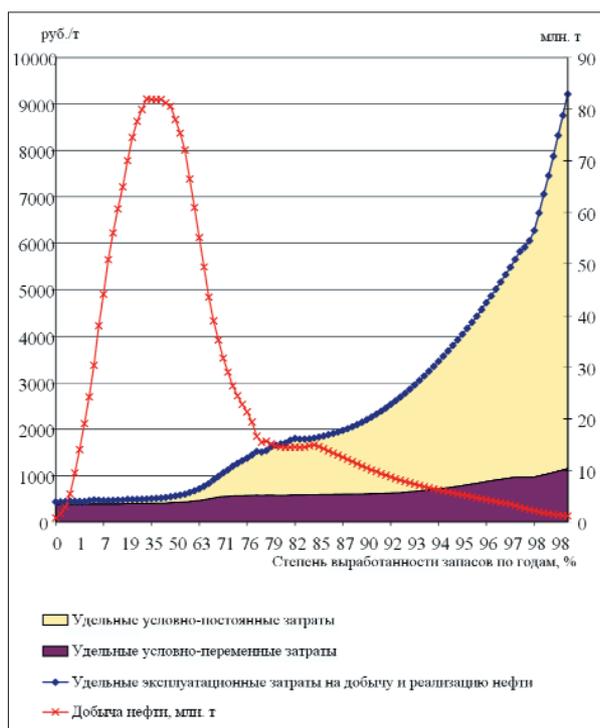


Рис. 1. Динамика добычи нефти и удельных эксплуатационных затрат

Некоторое замедление роста затрат за период со степенью выработки запасов 82-84 % было достигнуто за счет комплекса мер по стабилизации отбора жидкости за счет регулирования процесса разработки месторождения, вывода из эксплуатации низкодебитных, высокообводненных скважин, проведения геолого-технических мероприятий, среди которых:

- ввод новых скважин;
- ввод скважин из бездействия;
- капитальный ремонт скважин;
- бурение горизонтальных скважин, боковых и боковых горизонтальных стволов;
- мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

Проведение данных мероприятий стало возможным, в том числе благодаря применению налогового стимулирования в Республике Татарстан до 2000 г. (для малодебитных скважин, МУН) и федерального стимулирования по вводу скважин из бездействия (Постановление Правительства РФ № 1213).

Таким образом, закономерный рост эксплуатационных затрат выявил необходимость, а практика налогового стимулирования в Татарстане показала целесообразность дифференциации налогообложения для вы-

работанных месторождений, прежде всего это относится к НДСПИ.

Поскольку зависимость затрат на добычу от степени выработанности месторождения не вызывает сомнений, именно этот показатель предлагается принять за критерий дифференциации. Его преимущество также в том, что он хорошо администрируется, так как вся необходимая информация ежегодно публикуется в утверждаемом Государственным балансе запасов. Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, необходимо применять понижающий коэффициент к ставке НДСПИ. Пороговым значением для такого снижения предлагается принять уровень выработанности 80 %, так как это соответствует переходу к завершающей стадии разработки и, как показано выше, характеризуется резким ростом издержек на добычу нефти и снижением рентабельности эксплуатации месторождения. Расчеты показывают, что при достижении 80 % степени выработанности уровень рентабельности не превышает 10 %, что является явно не привлекательным для недропользователя. А степень выработанности более 95 %, как правило, приводит к убыточности. Поэтому предлагается осуществлять дифференциацию по плавной шкале понижающих коэффициентов, начиная с 1 при степени выработанности 80 % до 0 при степени выработанности 95 % по следующей формуле:

$$K = (0,95 - V) \cdot 5,$$

где K – понижающий коэффициент, д. ед.; V – степень выработанности по месторождению, определяемая, как отношение накопленной за период разработки месторождения добычи нефти к извлекаемым запасам нефти, д. ед.

На рис. 2 показаны сценарии разработки Ромашкинского месторождения при полном и дифференцированном НДСПИ. Уровень рентабельности для недропользователя заложен на минимальном уровне, позволяющем лишь покрыть инфляцию на затраты в размере 10 %.

Конец рентабельного периода разработки при 100 % НДСПИ – 2010 г. Данный вариант для предприятия является нереализуемым.

В этой ситуации недропользователь вынужден останавливать малодебитные и высокообводненные скважины, эксплуатация которых при действующей налоговой системе нерентабельна. Данный вариант позволит продлить рентабельный период разработки мес-

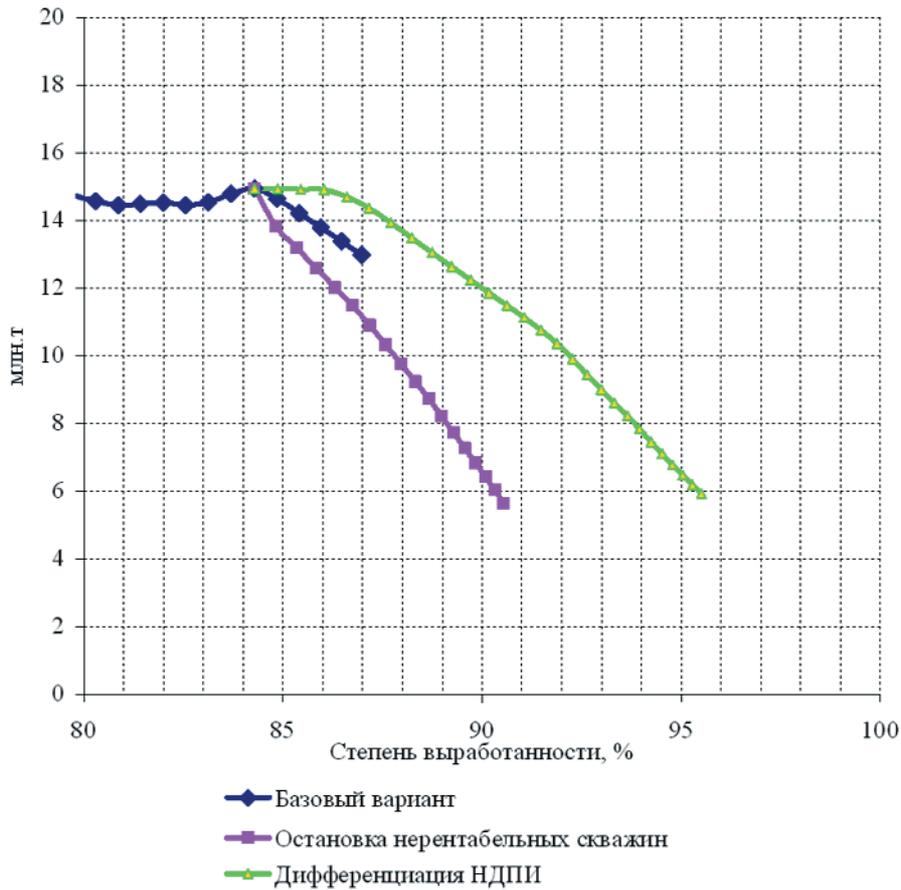


Рис. 2. Добыча нефти по вариантам разработки Ромашкинского месторождения

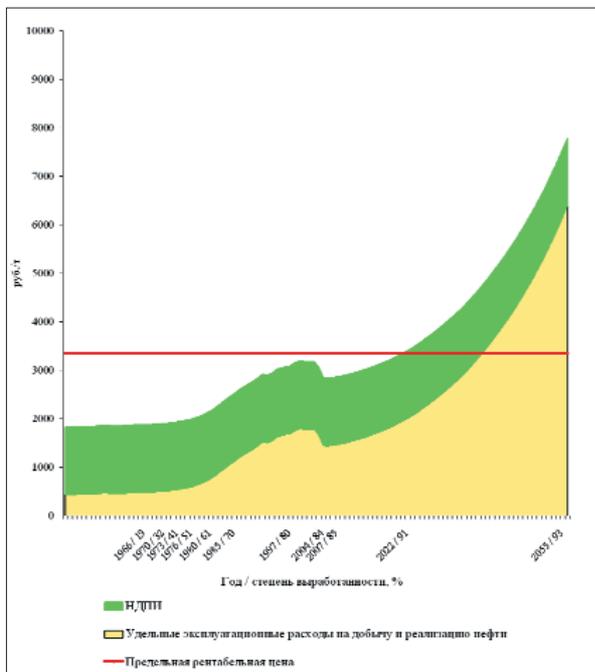


Рис. 3. Определение периода рентабельной разработки Ромашкинского месторождения при выводе нерентабельного фонда

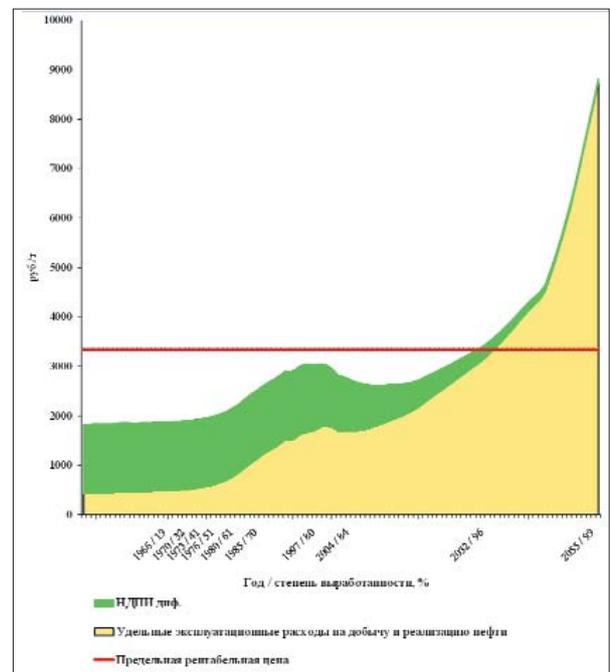


Рис. 4. Определение периода рентабельной разработки Ромашкинского месторождения при дифференцированном НДПИ

**Сравнение сценария с дифференциацией НДПИ со сценарием остановки нерентабельных скважин**

| Позитивные последствия                                |  | Негативные последствия   |                          |
|---|--|--------------------------|--------------------------|
| Сокращение падения добычи нефти                       | в первый год – на 1,1 млн т;<br>до 2010 г. – на 10,7 млн т, за<br>рентабельный срок – на 127 млн т | Снижение доходов бюджета | 1 год –<br>0,9 млрд руб. |
| Продление срока рентабельной разработки               | до 2032 г.   |                          |                          |
| Дополнительные доходы бюджета                         | до 2010 г. – на 6,9 млрд руб.<br>за рентабельный срок –<br>на 221 млрд руб.                        |                          |                          |
| Рост текущей рентабельности для предприятия в 2006 г. | на 1 процентный пункт  |                          |                          |
| Создание дополнительных рабочих мест в бурении        | 3 тыс. чел.  |                          |                          |
| Сохранение численности в нефтедобыче                  |  |                          |                          |

торождения до 2022 г. и повысить рентабельность для компании на 5 процентных пунктов (рис. 3). Однако при этом снижение добычи нефти до 2010 г. составит 6,9 млн т, потери бюджета – 12,5 млрд руб. Кроме того, потеряют рабочие места только в нефтедобыче не менее 7,6 тыс. чел.

Второй путь, на наш взгляд, более целесообразный – снижение налоговой нагрузки за счет дифференциации НДПИ. Предусмотренное в этом варианте плавное снижение НДПИ, начиная с 80 % выработанности, позволит снизить затраты на добычу нефти и продолжить эксплуатацию малодебитных и высокообводненных скважин. Кроме того, за счет появления дополнительных оборотных средств будет увеличен объем бурения в соответствии с проектными возможностями. Рентабельный период разработки продлится до 2032 г. (рис. 4).

По сравнению с вариантом остановки нерентабельных скважин дополнительная добыча нефти до 2010 г. составит 10,7 млн т (см. таблицу), а за счет продления срока рентабельной эксплуатации будет дополнительно добыто 127 млн т нефти. Сохранятся рабочие места в нефтедобыче, а в бурении будет дополнительно привлечено 3 тыс. человек. Это важно для региона, так как все нефтедобывающие предприятия являются градообразующими. Потери доходов бюджета будут наблюдаться в течение одного года и составят 0,9 млрд руб. Но суммарные доходы до 2010 г. возрастут на 6,9 млрд руб., а за счет продления рентабельного срока бюджет получит дополнительно 221 млрд руб.

Таким образом, дифференциация НДПИ отвечает интересам как государства, так и недропользователя.

## ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ФОНДОМ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Мотина Л.И., Глушенкова М.В.*  
(ТатНИПИнефть)

Основной целью любого нефтедобывающего предприятия в условиях рыночной экономики является максимизация доходов, получаемых от эксплуатации разрабатываемых объектов. На поздних стадиях разработки вследствие естественного ухудшения геолого-технологических характеристик нефтяных месторождений рентабельность нефтедобывающего производства значительно снижается, в связи с чем проблема повышения эффективности нефтедобычи приобретает особую актуальность. Любая работа в направлении повышения эффективности невозможна без предварительной экономической оценки текущего состояния нефтедобычи. По факту такая оценка существует лишь в разрезе структурных подразделений или, в лучшем случае, нефтяных месторождений (что бывает крайне редко). Однако любой объект нефтедобычи эксплуатируется совокупностью скважин, и экономический результат от его эксплуатации складывается из суммы индивидуальных результатов эксплуатации отдельных скважин. Понимание этого заставляет уделять особое внимание анализу эффективности эксплуатации отдельных скважин, тем более что на поздних стадиях разработки величина пробуренного фонда обычно весьма значительна.

Отсутствие фактического учета затрат на добычу нефти в разрезе скважин предполагает необходимость использования расчетного механизма их определения. При этом в целях повышения достоверности получаемых расчетных данных предлагается:

- максимально использовать известные фактические затраты по скважине;
- учитывать максимально возможное количество индивидуальных характеристик скважины;

– группировать затраты как по элементам сметы, так и по статьям калькуляции.

Одновременно с этим методические приемы формирования затрат на добычу нефти в разрезе скважин должны отличаться возможной простотой проводимых расчетов и базироваться на имеющейся на предприятиях нефтедобычи технико-технологической и экономической информации.

С учетом вышеизложенного разработаны методические подходы к формированию затрат на добычу нефти в разрезе скважин, основными принципиальными положениями которых являются следующие.

1. Затраты на добычу нефти в разрезе скважин формируются по комплексной структуре, основанной на сочетании элементов сметы и статей калькуляции.
2. Используется нормативный метод формирования затрат, заключающийся в распределении суммарных затрат по нефтегазодобывающему управлению на скважины с учетом целого ряда индивидуальных технико-технологических характеристик скважин (дебита нефти и жидкости, коэффициента эксплуатации, подверженности влиянию заводнения, принадлежности к дожимной насосной станции, удаленности от системы нефтесбора, характеристик скважинного оборудования).
3. Часть фактических затрат учитывается адресно по скважинам (амортизационные отчисления, затраты на проведение геолого-технических мероприятий).

Посредством сравнения полученных данных о затратах на добычу нефти по скважинам с выручкой от реализации определяется величина прибыли и рентабельность нефтедобычи в разрезе скважин.

Результаты оценки рентабельности эксплуатации фонда скважин по предлагаемой методике на примере одного из НГДУ ОАО «Татнефть» за 2004 год в

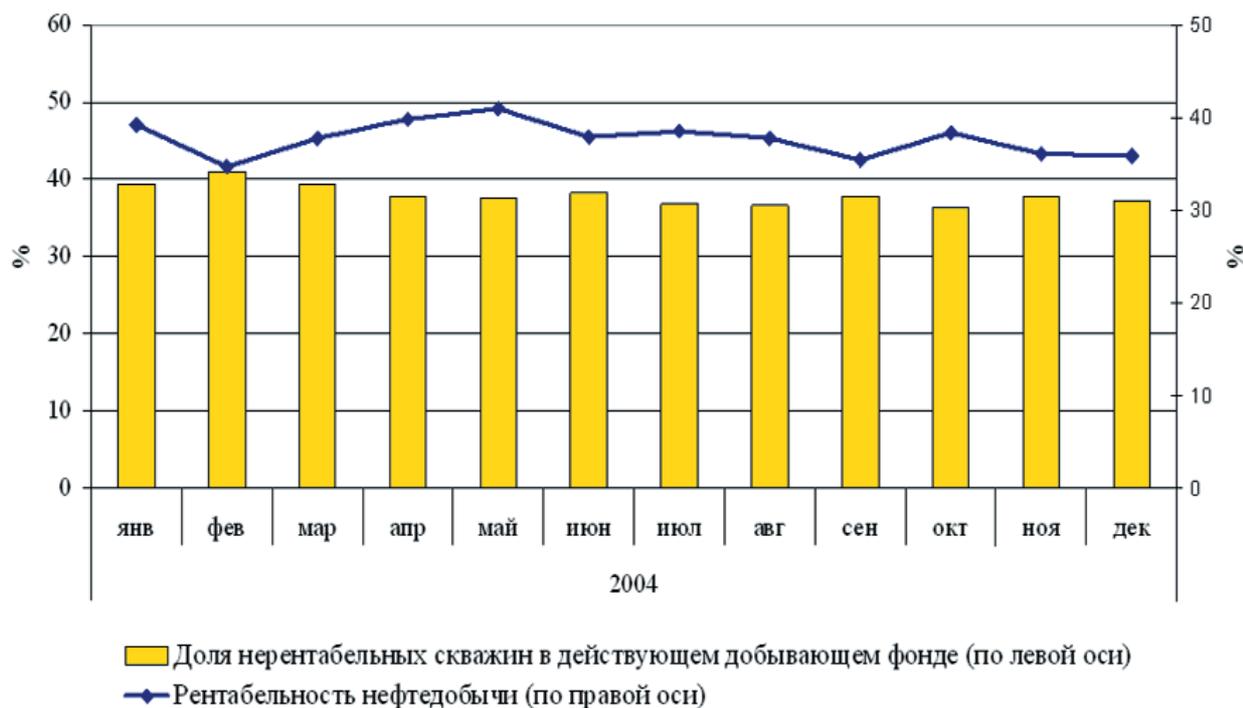


Рис. 1. Динамика рентабельности нефтедобычи и доли нерентабельных скважин за 2004 г. в базовых условиях

сопоставимых базовых условиях представлены на рис. 1.

Полученные расчетные данные о затратах на добычу нефти и рентабельности работы скважин позволяют провести факторный анализ и определить зависимость данных показателей от базовых факторов. Алгоритмы расчетов построены таким образом, что уровень удельных затрат на добычу нефти по скважине зависит, главным образом, от следующих показателей:

- суточного дебита скважины по нефти;
- процента обводненности продукции скважины;
- времени эксплуатации скважины в расчетном периоде;
- мощности электродвигателя скважинного насоса.

Оценка влияния данных показателей на величину эксплуатационных затрат на добычу нефти была выполнена на примере одной скважины, с коэффициентом эксплуатации в расчетном периоде, равным единице. Экономические условия приняты по состоянию на январь 2005 г. Поскольку вышеназванные влияющие факторы имеют различные единицы измерения и размерность и изменяются в разных диапазонах, для возможности сопоставления чувствительности показателя эксплуатационных затрат к данным факторам была

выполнена оценка эластичности, определяющая меру реагирования зависимой переменной на изменение фактора. Эластичность определялась как процентный прирост функции (в данном случае эксплуатационных затрат на добычу нефти), соответствующий приращению вышеназванных независимых факторов на 1%. Полученные результаты представлены в таблице.

Эластичность со знаком «+» свидетельствует о прямой связи, со знаком «-» – об обратной. Видно, что наи-

Таблица

**Эластичность эксплуатационных затрат на добычу нефти по скважине к изменению ряда факторов**

| Наименование фактора                                 | Значение эластичности |
|--|-----------------------|
| Суточный дебит скважины по нефти, т/сут              | -0,79                 |
| Суточный дебит скважины по жидкости, т/сут           | 0,21                  |
| Время эксплуатации скважины в расчетном периоде, ч.  | -0,19                 |
| Мощность электродвигателя скважинного насоса, кВт·ч. | 0,01                  |

большее влияние на величину эксплуатационных затрат оказывает суточный дебит скважины по нефти – рост дебита на 1% влечет за собой снижение эксплуатационных затрат на 0,79%. На втором месте по влиянию – дебит скважины по жидкости, и на третьем – время эксплуатации скважины в расчетном периоде. Характеристики скважинного оборудования практически не влияют на величину затрат вследствие того, что согласно методике лишь отдельные незначительные суммы затрат распределяются на скважины с учетом этого фактора. Известные значения эластичности позволяют прогнозировать относительное и абсолютное увеличение / уменьшение эксплуатационных затрат на добычу нефти при изменении технологических характеристик скважин.

Практически те же значения эластичности, только с обратным знаком, получаются при исследовании влияния данных факторов на величину рентабельности, определяемую отношением прибыли от реализации к совокупным затратам на добычу и реализацию нефти. Исходя из проведенного анализа, было выполнено статистическое исследование зависимости показателя рентабельности от суточного дебита скважин по нефти. Для чистоты исследования выборка анализируемых скважин была сокращена. В базу для анализа вошли скважины, для которых верны следующие условия:

- геолого-технические мероприятия в текущем месяце не проводились;
- амортизационные отчисления по скважине равны нулю.

График рассеяния величин рентабельности от значений суточного дебита нефти, представленный на рис. 2, свидетельствует о логарифмическом характере зависимости между этими показателями, формула которой приведена на графике. Коэффициент корреляции составляет 88%, что свидетельствует о значительной тесноте связи.

Для оперативного управления фондом скважин компании на основе расчетных данных строится шкала предельных величин дебитов скважин по нефти. Для этого выбирается условная скважина, по которой при различных уровнях обводненности подбирается соответствующий дебит нефти для выполнения условия: суммарные затраты на добычу и реализацию по скважине равны цене-нетто реализации нефти. Это условие можно отобразить графически путем отражения зависимости затрат на добычу и реализацию нефти от дебита скважины по нефти при заданном уровне обводненности (рис. 3). Шкала предельных величин дебитов скважин по нефти позволяет без предварительных расчетов оценивать прогнозную экономическую эффективность работы скважины

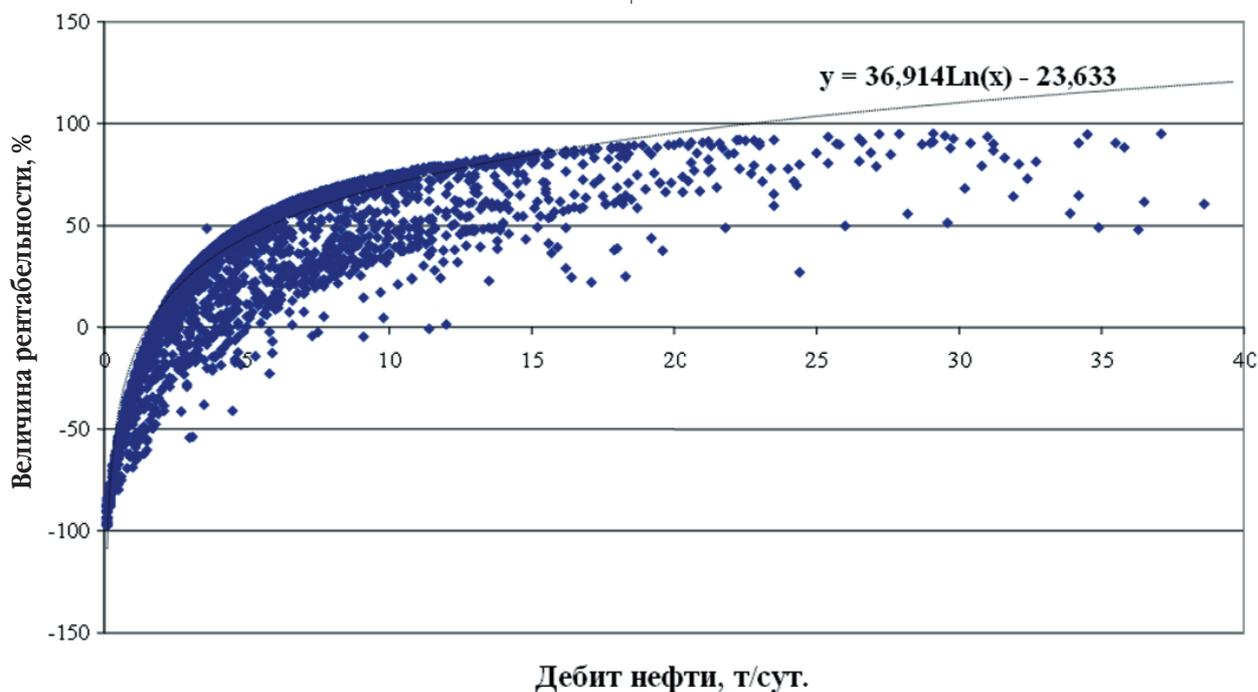


Рис. 2. График рассеяния величин рентабельности скважин от значений суточного дебита нефти

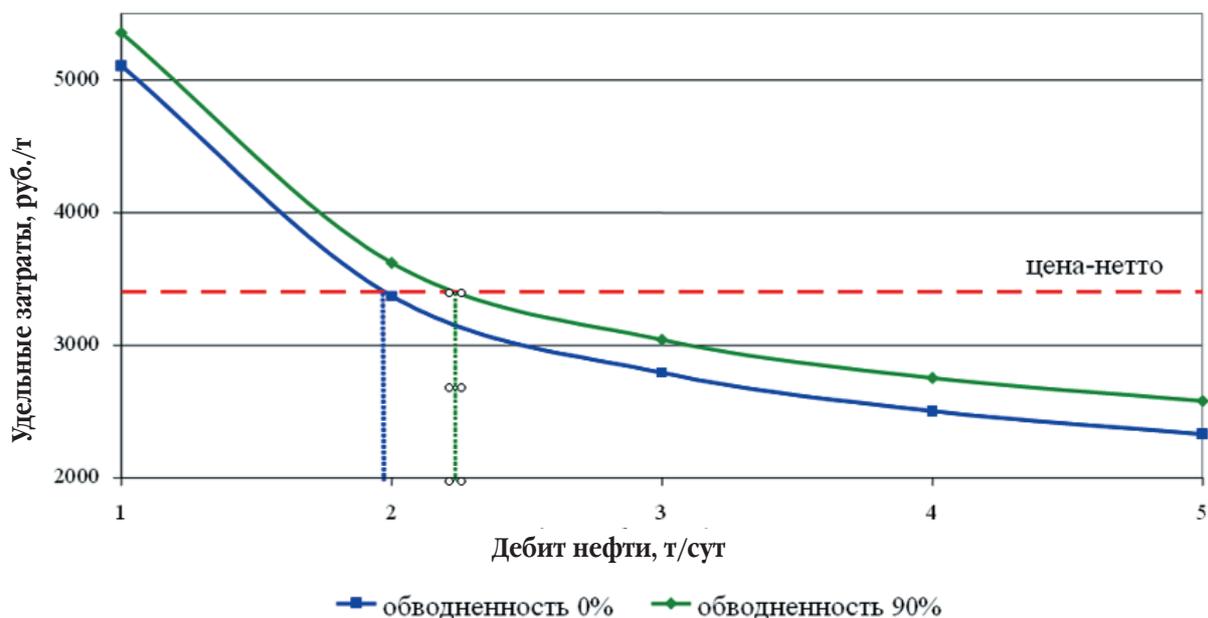


Рис. 3. Зависимость уровня удельных затрат на добычу и реализацию от дебита нефти

при возможном изменении ее технологических характеристик.

На основе получаемых данных об эффективности эксплуатации фонда скважин для повышения наглядности результатов разработан картографический метод выделения рентабельных / нерентабельных участков. Для этого на карту объекта разработки, построенную в системе картографирования MapManager, наносятся рассчитанные величины рентабельности скважин. Путем объединения близких значений и применения метода интерполяции выделяются зоны рентабельности/нерентабельности по диапазонам. Пример такой карты по одной из площадей Ромашкинского нефтяного месторождения представлен на рис. 4. Применение данного метода делает результаты расчетов более наглядными, а также позволяет соотнести экономические данные с географическими и геологическими показателями объекта. Так, совмещение карты рентабельности с картой коэффициента песчаности, картой остаточных нефтенасыщенных толщин, структурной картой, картой пластовых давлений и т.д. позволяет получить весьма действенный инструмент для дальнейшей работы по повышению рентабельности работы фонда скважин.

Рис. 5 демонстрирует совмещенную карту зон рентабельности и остаточных нефтенасыщенных толщин. Видно, что в зонах с отрицательной рентабельностью нефтенасыщенные толщины, как правило, низкие, т.е. запасы здесь максимально выработаны. Более детального рассмотрения в рамках работы по оптимизации фонда скважин требуют нерентабельные участки с зонами высокой концентрации остаточных запасов нефти.

Также представленная карта позволяет более взвешенно и обоснованно, учитывая величину остаточных запасов, подходить к принятию решений о целесообразности вывода нерентабельных скважин из эксплуатации.

Таким образом, экономическая оценка работы скважин является базовым элементом управления нефтяным фондом. Изложенные выше подходы к экономической оценке эффективности эксплуатации скважин и основанные на результатах оценки методы построения шкал предельных дебитов и карт рентабельности способствуют оптимизации работы с фондом скважин в направлении повышения эффективности нефтедобывающего производства.

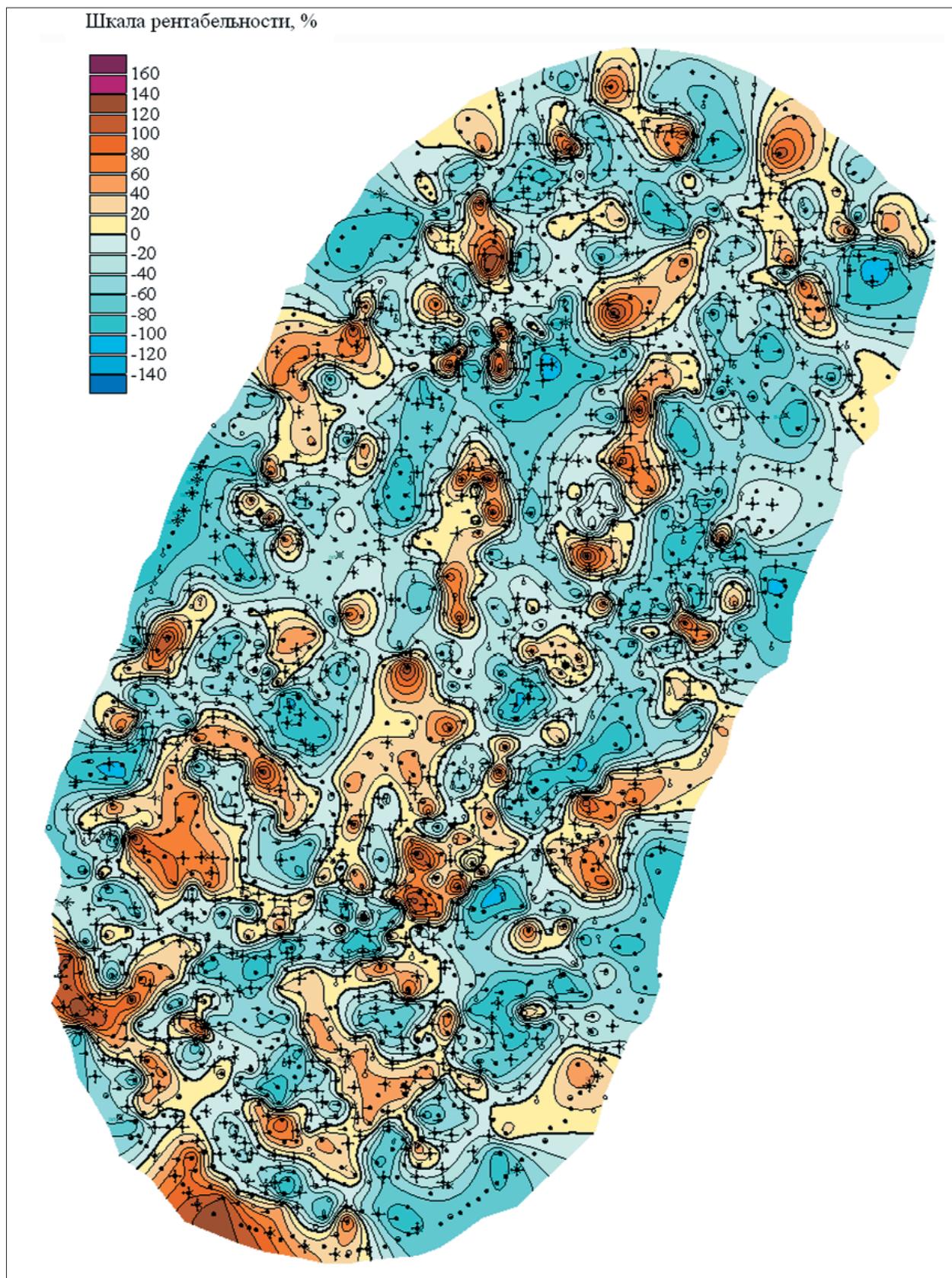


Рис. 4. Карта рентабельности скважин нефтяной площади

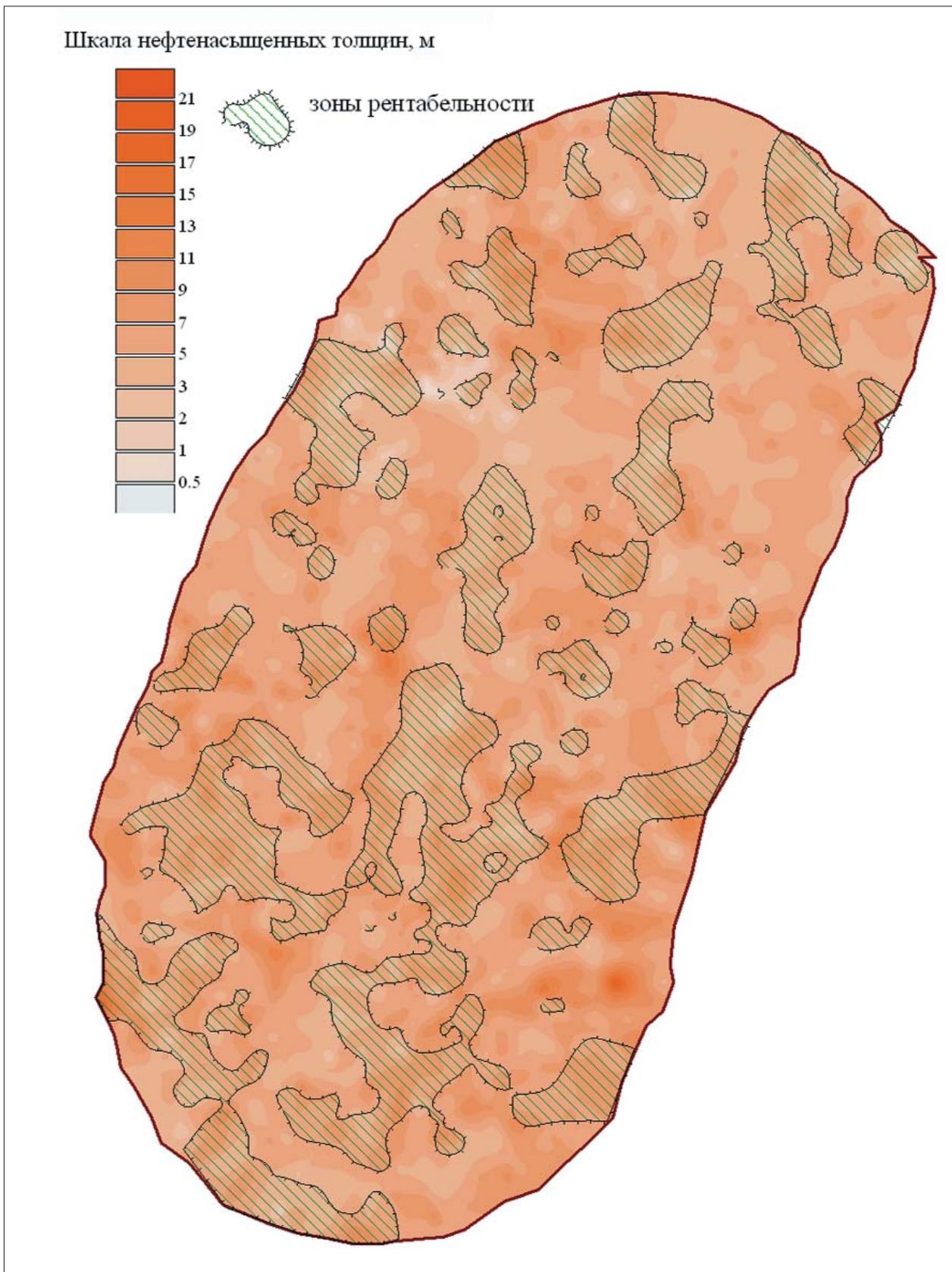


Рис. 5. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин с нанесением зон рентабельности

## НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБОБЩЕНИЯ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

*Подъямов Е.Д., Ибатуллина С.И., Самойлова Т.П.  
(ТатНИПИнефть)*

Задача повышения эффективности разработки нефтяных залежей в последние годы приобретает приоритетное значение в научно-практической деятельности ОАО «Татнефть». Решение этой задачи связано, в том числе, и с увеличением дебита добывающих скважин, а также с увеличением производительности нагнетательных скважин. Новая технология, получившая название «Радиальное вскрытие пласта», базируется на увеличении фильтрационной характеристики призабойной зоны пласта с применением реактивной гидромониторной насадки, которая предназначена для глубокого проникновения в пласт. К середине 2005 г. в ОАО «Татнефть» по технологии «Радиальное вскрытие продуктивного пласта» было осуществлено 46 мероприятий через добывающие скважины и 11 мероприятий через нагнетательные. Полученные предварительные данные промысловой эффективности технологии были приведены к сопоставимому виду, в основу которого положены следующие критерии:

- объекты, на которых воздействие осуществлено недавно («молодые»);
- сомнительные случаи (воздействие характеризуется несопоставимыми показателями);
- безуспешные случаи (нулевой прирост среднего дебита добывающей скважины объекта);
- успешные случаи (ненулевой прирост среднего дебита добывающей скважины).

В свою очередь успешные случаи воздействия дифференцируются по величине абсолютного прироста дебита нефти на подгруппы:

- менее 1 т/сут;

- от 1 до 2 т/сут и далее с интервалом в 1 т/сут.

Обобщенные условия применения технологии через добывающие скважины до воздействия характеризуются следующими параметрами:

- дебит нефти составляет в среднем 2,9 т/сут;
- дебит жидкости составляет в среднем 4,6 т/сут;
- обводненность продукции равна в среднем 20 %;
- плотность попутной воды равна 1130 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты воздействия через добывающие скважины характеризуются следующими показателями:

- продолжительность технологического эффекта составляет в среднем 7 месяцев,
- изменение дебита нефти достигает 211 т, в том числе за счет прироста извлекаемых запасов – 151 т;
- изменение отбора жидкости равно 817 м<sup>3</sup>.

Более подробно данные по подгруппам указанной выше классификации представлены в табл. 1.

Средние характеристики применения технологии через нагнетательные скважины показаны в табл. 2.

Из представленных таблиц видно, что текущие показатели применения технологии оказались нерентабельными для добывающих скважин с приростом дебита нефти до 3 т/сут и для нагнетательных скважин, обеспечивающих прирост дебита нефти из реагирующих скважин до 2 т/сут. Следует отметить, что по большинству скважин мониторинг не закрыт. Это свидетельствует о потенциальном росте дополнительной добычи нефти, и, следовательно, возможности достижения проектных показателей эффективности технологии.

Скважины, по которым получены положительные значения показателя «рентабельность», были объединены в несколько подгрупп, основным критерием в которых была динамика дебита нефти. На рис. 1 показано

Таблица 1

Средние характеристики применения технологии через добывающие скважины  
(в расчете на одно мероприятие)

| Показатели         | Количество обработанных скв. | Продолжительность эффекта, мес. | Средний дебит нефти скв. до воздействия, т/сут | Средняя обводненность до воздействия, % | Увеличение средн. дебита нефти, т/сут | Рентабельность, % * |
|--------------------|------------------------------|---------------------------------|--|---|---------------------------------------|---------------------|
| Всего, в т.ч.      | 46                           | 6                               | 2,5  | 21                                      | 1,6                                   | -32                 |
| безуспешные        | 4                            | –                               | 1,1  | 33                                      | –                                     | -100                |
| успешные           | 41                           | 7                               | 2,6  | 20                                      | 1,6                                   | -27                 |
| от 0,01 до 1 т/сут | 21                           | 7                               | 2,3  | 20                                      | 0,6                                   | -61                 |
| от 1,01 до 2 т/сут | 7                            | 8                               | 3,1  | 26                                      | 1,3                                   | -10                 |
| от 2,01 до 3 т/сут | 6                            | 5                               | 2,7  | 18                                      | 2,7                                   | -5                  |
| от 3,01 до 4 т/сут | 4                            | 6                               | 3,2  | 28                                      | 3,4                                   | 43                  |
| от 4,01 до 5 т/сут | 3                            | 10                              | 2,5  | 6                                       | 4,6                                   | 47                  |
| от 8,01 до 9 т/сут | 1                            | 8                               | 5,1  | 18                                      | 8,7                                   | 112                 |
| Успешность, %      | 91                           |                                 |  |   |                                       |                     |

\* Примечание: здесь и далее экономические показатели рассчитаны за указанный срок проявления технологического эффекта

Таблица 2

Средние характеристики применения технологии через нагнетательные скважины  
(в расчете на одно мероприятие)

| Показатели      | Кол-во обработанных скв. | Соотношение реагирующих и обработанных скв. | Продолжительность эффекта, мес. | Средний дебит нефти скв. до воздействия, т/сут | Средняя обводненность до воздействия, % | Увеличение средн. дебита нефти, т/сут | Рентабельность, % * |
|-----------------|--------------------------|---|---------------------------------|--|---|---------------------------------------|---------------------|
| Всего, в т.ч.   | 11                       | 3,5   | 6                               | 3,8  | 39                                      | 0,4                                   | -50                 |
| безуспешные     | 3                        | 3,7   | -                               | 3,0  | 59                                      | -                                     | -100                |
| успешные        | 8                        | 3,5   | 8                               | 4,2  | 31                                      | 0,5                                   | -32                 |
| от 0 до 1 т/сут | 7                        | 3,3   | 8                               | 3,3  | 29                                      | 0,2                                   | -59                 |
| от 2 до 3 т/сут | 1                        | 5,0   | 10                              | 10,0   | 45                                      | 2,6                                   | 161                 |
| Успешность, %   | 73                       |   |                                 |  |   |                                       |                     |



Рис. 1. Распределение мероприятий в зависимости от рентабельности и отбора нефти

Основные текущие результаты применения технологии через добывающие скважины

| Показатели                                | Всего | Рентабельные | Нерентабельные  |                   |
|---|-------|--------------|-----------------|-------------------|
|   |       |              | с потерей нефти | с приростом нефти |
| Количество обработанных скв.              | 46    | 7            | 8               | 23                |
| Дебит нефти до воздействия, т/сут         | 2,5   | 3,8          | 3,0             | 2,3               |
| Дебит нефти после воздействия, т/сут      | 3,8   | 6,2          | 2,8             | 3,4               |
| Обводненность до воздействия, %           | 21    | 15           | 25              | 18,8              |
| Обводненность после воздействия, %        | 22    | 15           | 50              | 14,3              |
| Продолжительность эффекта, мес.           | 7     | 9            | 7               | 5,8               |
| Прирост добычи нефти, всего, т            | 211   | 680          | -50             | 160               |
| в том числе за счет интенсификации отбора | 367   | 717          | 741             | 130               |
| за счет увеличения извлекаемых запасов    | -155  | -37          | -791            | 30                |
| Толщина горизонта, м                      | 7,6   | 6,2          | 12,5            | 6,4               |
| Сумма длин каналов, м                     | 353   | 434          | 250             | 364               |
| Средняя длина канала, м                   | 91    | 87           | 77              | 98                |
| Индекс доходности затрат, д.ед.           | 0,18  | 1,23         | 0,55            | 0,95              |
| Рентабельность, %                         | -82   | 26           | -104            | -4,5              |

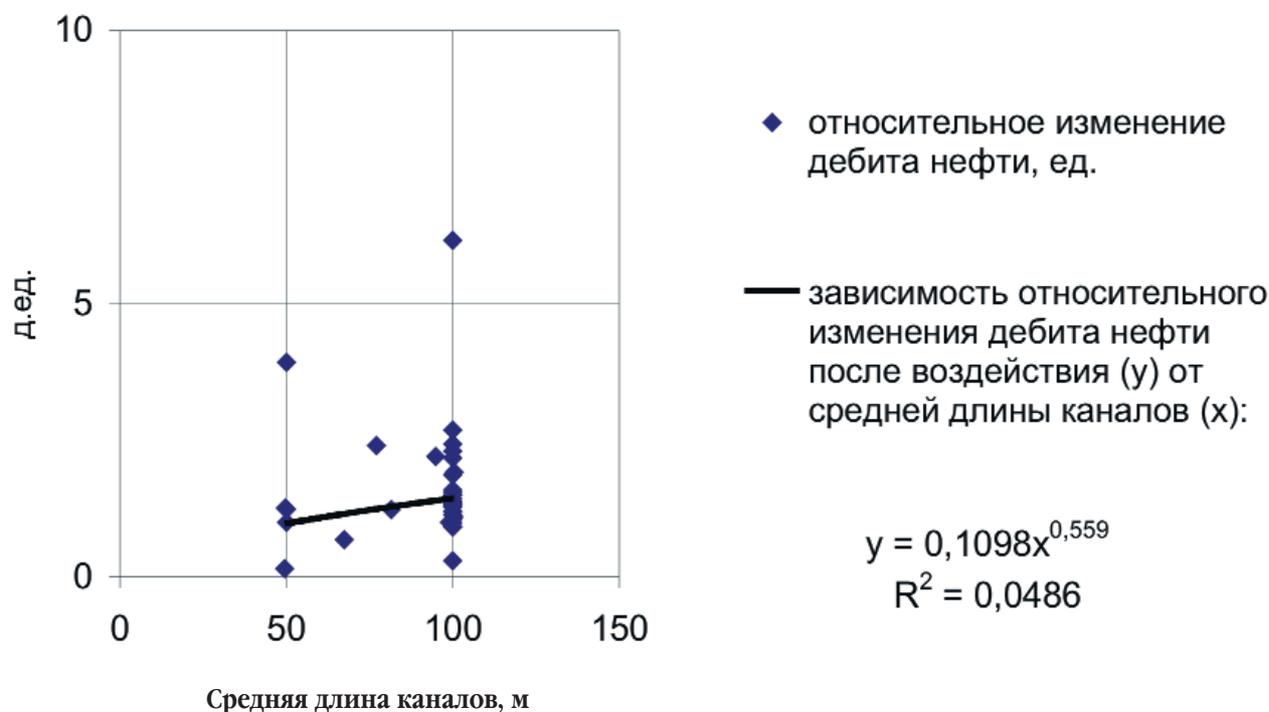
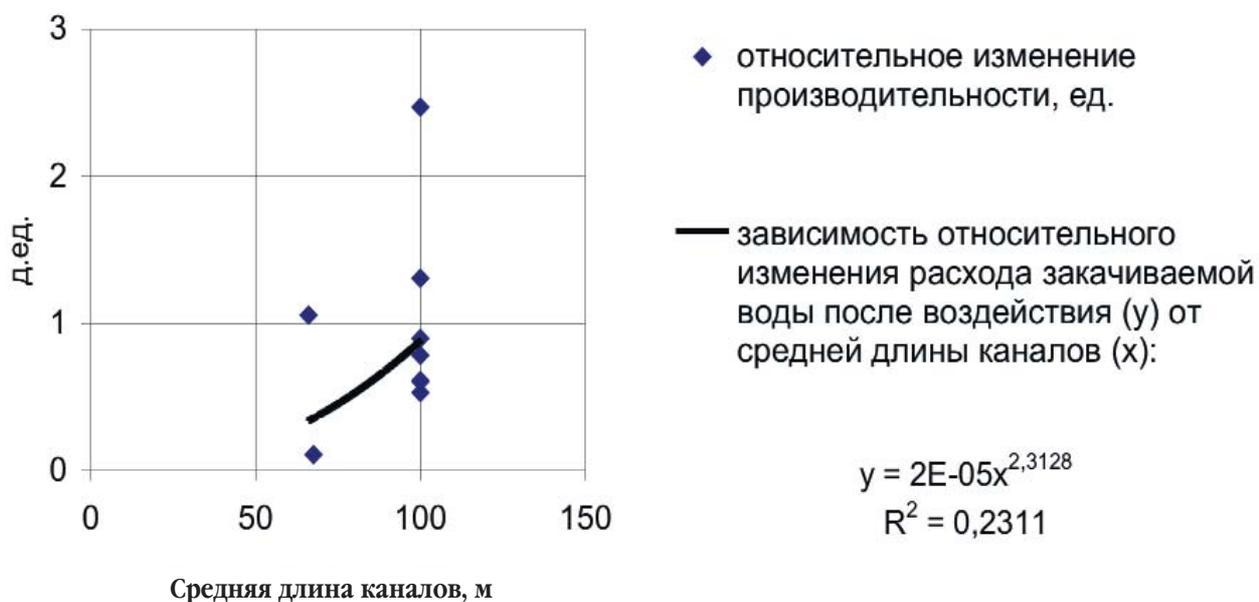


Рис. 2. Связь относительных изменений дебита нефти после воздействия со средней длиной каналов



**Рис. 3. Связь относительных изменений производительности нагнетательных скважин после воздействия со средней длиной каналов**

распределение количества мероприятий с учетом рентабельности и отбора нефти за период проявления технологического эффекта на дату анализа.

Анализ оперативной работы с фондом скважин, на которых было применено радиальное вскрытие, показало, что на некоторых были проведены различные мероприятия, влияющие на качество оценки эффективности. Эти скважины были «отбракованы» для последующего анализа.

Основные результаты применения технологии через добывающие скважины показаны в табл. 3.

Как видно из табл. 3, средняя продолжительность технологического эффекта по рентабельным скважинам составляет 9 месяцев, тогда как этот же показатель по всей выборке равен 7 месяцам.

Исследована зависимость показателей эксплуатации скважин от средней длины каналов. Получено, что с увеличением средней длины каналов с 50 до 100 м дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции скважин варьируют кратно, при этом затраты на применение технологии меняются незначительно (рис. 2).

В нагнетательных скважинах зависимость изменения объема закачиваемой воды от средней длины каналов также изменяется кратно, что показано на рис. 3.

Проанализировано влияние толщины пласта на показатели работы скважин. При толщине пласта до 10 м

дебиты скважины по нефти увеличиваются в среднем в 1,5-2 раза, по жидкости – в 1,5 раза, обводненность снижается в 2 раза. При больших толщинах существенных изменений показателей отбора не наблюдается. Производительность нагнетательных скважин при толщинах до 10 м варьирует кратно.

Анализ влияния продолжительности технологического эффекта радиального вскрытия через добывающие скважины показал, что наиболее реальным представляется период 9-10 месяцев. В этом случае величина ежемесячного прироста нефти может составить около 40 т в месяц.

Представляет интерес исследование результатов применения радиального вскрытия в разрезе НГДУ ОАО «Татнефть». Средние технико-экономические показатели внедрения технологии по НГДУ показаны в табл. 4.

Наиболее широко данная технология применялась в двух НГДУ – «Бавлынефть» и «Лениногорскнефть». Высокими приростами добычи нефти в расчете на одно мероприятие характеризуются НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Заинскнефть». Проведение мероприятий в НГДУ «Бавлынефть» и «Иркеннефть» привело к значительному увеличению отбора попутной воды. При более детальном рассмотрении оказалось, что из-за этой причины в НГДУ «Бавлынефть» и «Иркеннефть» имело место некоторое снижение извлекаемых запасов.

Обобщенные показатели применения технологии по НГДУ

| Показатели                                | НГДУ  |       |       |      |      |      |      |
|---|-------|-------|-------|------|------|------|------|
|   | ЛН    | АзН   | ИН    | ДН   | БН   | НН   | ЗН   |
| Количество обработанных скв.              | 9     | 4     | 4     | 3    | 11   | 3    | 4    |
| Дебит нефти до воздействия, т/сут         | 2,6   | 6,1   | 2,0   | 1,7  | 2,6  | 1,5  | 2,4  |
| Дебит нефти после воздействия, т/сут      | 3,6   | 6,9   | 2,4   | 2,4  | 3,6  | 3,3  | 4,2  |
| Обводненность до воздействия, %           | 15    | 14    | 19    | 24   | 22   | 21   | 25   |
| Обводненность после воздействия, %        | 22    | 8     | 51    | 8    | 24   | 11   | 20   |
| Продолжительность эффекта, мес.           | 6     | 11    | 6     | 6    | 7    | 4    | 8    |
| Прирост добычи нефти, всего, т            | 179   | 442   | 192   | 130  | 127  | 189  | 381  |
| в том числе за счет интенсификации отбора | 155   | 239   | 566   | 104  | 633  | 149  | 397  |
| за счет увеличения извлекаемых запасов    | 24    | 203   | -374  | 26   | -506 | 40   | -16  |
| Среднее количество каналов                | 4,0   | 5,0   | 4,0   | 4,0  | 3,9  | 3,3  | 3,0  |
| Сумма длин каналов, м                     | 400   | 382   | 401   | 400  | 325  | 267  | 277  |
| Средняя длина канала, м                   | 100   | 83    | 100   | 100  | 83   | 83   | 94   |
| Индекс доходности затрат, д.ед.           | 0,89  | 0,81  | 0,44  | 1,06 | 0,92 | 1,11 | 1,19 |
| Рентабельность, %                         | -10,3 | -18,0 | -49,1 | 5,84 | -8,2 | 11,2 | 19,7 |

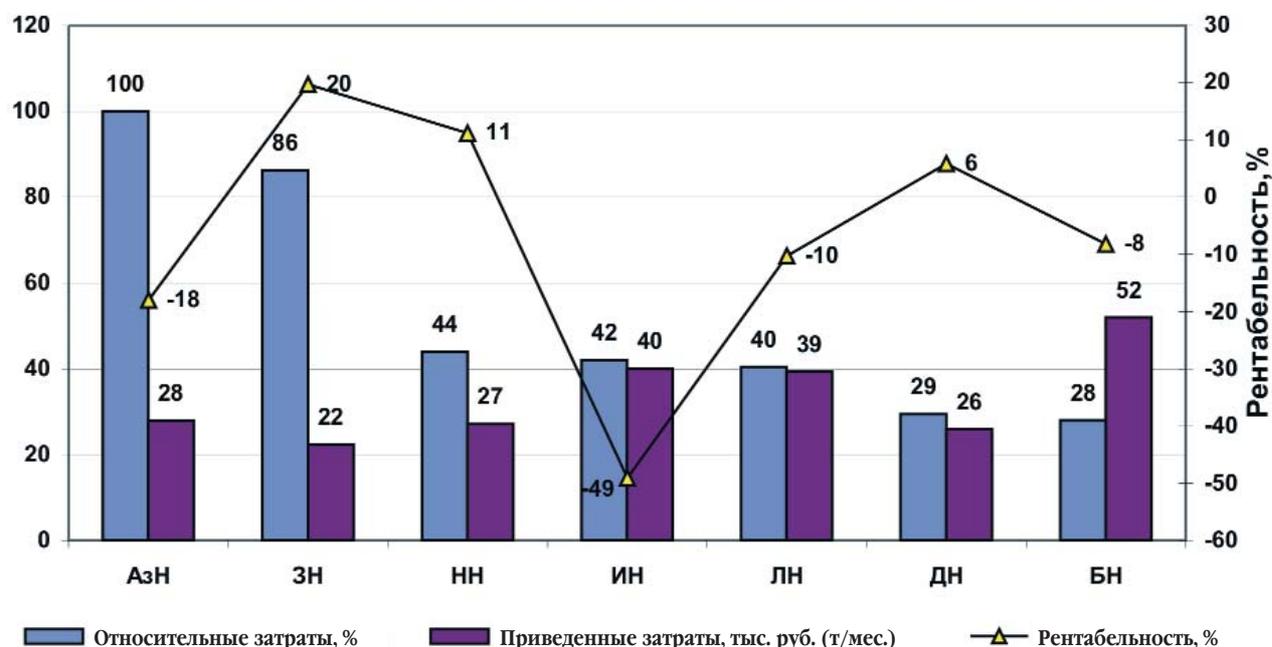


Рис. 4. Сравнение экономических показателей эффективности технологии по НГДУ ОАО «Татнефть»

На экономические показатели эффективности технологии большое влияние оказали затраты на проведение работ. Вследствие высокой стоимости работ технология в четырех из семи анализируемых НГДУ на дату анализа является убыточной.

На рис. 4 представлены следующие расчетные показатели:

1. Относительные затраты на проведение работ рассчитаны в процентах к максимальной стоимости работ, сложившейся в НГДУ. На графике предприятия проранжированы в соответствии с этим показателем.
2. Приведенные затраты рассчитаны как отношение абсолютных значений затрат к удельному технологическому эффекту (приросту среднего дебита в расчете на один месяц проявления технологического эффекта).
3. Рентабельность технологии рассчитана в процентах как отношение чистой прибыли от внедрения технологии к затратам, связанным с дополнительной добычей нефти и проведением мероприятия, сложившимся на дату проведения анализа.

На представленном графике видно, что в настоящее время максимальные затраты на радиальное бурение в расчете на скважину сложились в НГДУ «Азнакаевскнефть», а минимальные – «Бавлынефть». На графике также видно, что положительная рентабельность имеет место в тех НГДУ, где приведенные затраты не выше 27 тыс. руб. («Заинскнефть», «Нурлатнефть», «Джалильнефть»). В среднем же по семи НГДУ приведенные затраты составили 33,5 тыс. руб.

Положительная рентабельность, полученная в НГДУ «Джалильнефть», «Нурлатнефть», «Заинскнефть», является, однако, недостаточной для того, чтобы на дату анализа данная технология была признана инвестиционно привлекательной для компании. Анализ чувствительности, проведенный по показателю «затраты на применение технологии» показал, что при прочих

неизменных технико-экономических параметрах изменение затрат на внедрение технологии на 50% позволяет уменьшить количество нерентабельных скважин на 25%. Кроме того, в этом случае почти у 60% успешных скважин уровень рентабельности и индекс доходности затрат достигают проектных значений.

Таким образом, результаты обобщения опыта применения радиального вскрытия пласта на объектах ОАО «Татнефть» показали следующее.

1. Радиальное вскрытие пласта является инновационной технологией, находящейся в стадии опытно-промышленной апробации.
2. По состоянию на начало 2 полугодия 2005 г. в компании имело место применение 46 мероприятий через добывающие скважины и 9 – через нагнетательные.
3. На дату анализа данная технология является недостаточно эффективной как с технологической, так и с экономической точек зрения: в большинстве случаев проектные показатели не достигнуты. Основными причинами являются:

- отсутствие объективных статистических данных о полном сроке проявления технологического эффекта, и, следовательно, об объемах дополнительной добычи нефти;
- высокая стоимость работ в расчете на скважинооперацию;
- недостаточно обоснованный выбор объектов внедрения.

4. Достижение проектных показателей эффективности технологии возможно при увеличении среднего срока проявления технологического эффекта до 10 месяцев, снижении приведенных затрат минимум на 30%. При этом необходим более тщательный подбор объектов и постоянный мониторинг качества работ, связанных с применением технологии.

## УЧЕТ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ И РИСКА ПРИ ОЦЕНКЕ ВЕНЧУРНЫХ ПРОЕКТОВ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

Нурутдинов Р.Д. (ОАО «Татнефть»),  
Катеева Р.И., Гараев Л.Г. (ТатНИПИнефть)

В последнее время ОАО «Татнефть» расходует значительные средства на расширение собственной сырьевой базы. Эти стремления настолько же оправданы, насколько очевидны: основные месторождения компании, в числе которых и крупнейшее Ромашкинское, дающее более 50% текущей добычи нефти, перешли рубеж 85% выработанности запасов. При этом значительное расширение ресурсной базы за счет вовлечения в разработку месторождений, расположенных на территории Республики Татарстан, маловероятно: территория республики характеризуется высокой степенью разведанности. В таких условиях «Татнефть» вынуждена «осваивать» другие регионы, несмотря на то, что реализация инвестиционных проектов за пределами Республики Татарстан для компании объективно характеризуется более высоким риском.

Высоким риском характеризуется и другое масштабное направление инвестирования – диверсификация бизнеса, освоение новых для компании сфер деятельности.

На этом фоне вполне логично выглядит решение менеджмента компании организовать отдельный бизнес-процесс «Венчурный фонд», призванный упорядочить работу по оценке, отбору и реализации рисков (венчурных) инвестиционных проектов. В качестве венчурных проектов определены инвестиционные проекты, реализуемые за пределами Республики Татарстан, а также проекты, направленные на диверсификацию бизнеса, т. е. не связанные с разведкой и разработкой месторождений углеводородного сырья, профильными видами услуг, предоставляемыми сервисными структурными подразделениями и дочерними обществами ОАО «Татнефть».

Известен принцип: для эффективного управления риском его в первую очередь необходимо измерить. Стремление к корректной оценке рисков без преувеличения можно назвать одной из фундаментальных идей современной экономики. Существует, как минимум, пять групп методов оценивания риска инвестиционных проектов [1] (рис.). Каждый из них имеет свои условия применения. Применительно к специфике венчурных проектов ОАО «Татнефть», когда при оценке эффективности инвестиций на первый план выходит необходимость учета социально-политических и макроэкономических факторов риска конкретных регионов, считаем обоснованным использование метода корректировки ставки дисконтирования.

Суть метода состоит в следующем. При осуществлении вложений, связанных с риском, требования по их доходности повышаются, что отражается в расчетах эффективности путем увеличения нормы дисконта на величину премии за риск (страховую премию). Инвестор, допускающий конкретный уровень риска, ожидает получить соответствующую доходность в качестве компенсации за риск, и чем выше инвестор оценивает риск проекта, тем более высокие требования он предъявляет к его доходности. Ставка дисконта без страховой премии называется базовой или опорной. Она представляет собой минимально приемлемый доход от инвестиций в отсутствии практически всех рисков.

Одним из возможных методов установления премии за риск является пофакторный метод, при котором ставится задача в величине премии за риск как можно точнее оценить и отразить отдельные виды рисков (факторы риска). В общем случае учитываются три типа рисков:

1) страновой (региональный) риск;



**Рис. Классификация методов оценивания риска инвестиционных проектов**

- 2) риск ненадежности участников проекта;
- 3) риск неполучения предусмотренных проектом доходов («несистематический» риск).

Премия за страновой (региональный) риск оценивается экспертно. При этом предлагаем использовать разные подходы к оценке странового и регионального рисков. По зарубежным странам премию за риск можно рассчитывать на основании рейтингов стран мира по уровню странового риска инвестирования, публикуемых специализированной рейтинговой фирмой BERI (Германия). В случае оценки проектов разработки месторождений следует ориентироваться

на рейтинг «Mineral Extraction Risk Assessment (MERA)», в котором специалистами BERI оцениваются инвестиционные условия добычи полезных ископаемых более чем 140 стран мира. Согласно мировой статистике размер премии может составлять до 200% от базовой нормы дисконта. В табл. 1 нами предложена формула для расчета премии за страновой риск на основании присвоенной данной стране рейтинговой оценки MERA.

По регионам России премия может быть рассчитана в баллах пофакторно. Для этого определяются наиболее значимые факторы регионального инвестиционного риска, характеризующие «инвестиционный кли-

Таблица 1

## Расчет премии за страновой риск

| Рейтинговая шкала MERA (b) | Степень риска                  | Формула расчета премии, % от базовой нормы дисконта |
|----------------------------|--------------------------------|---|
| 70-100                     | Низкий («Low»)                 | 200-2b  |
| 50-69                      | Умеренный («Moderate»)         |   |
| 35-49                      | Высокий («High»)               |   |
| 0-34                       | Запретительный («Prohibitive») |   |

мат» региона, то есть общественно-экономическую, экологическую ситуацию в регионе (области), каждому фактору присваивается вес и производится балльная оценка риска:

$$R_p = \sum_i w_i \cdot r_i,$$

$$\sum_i w_i = 1,$$

$$r_i \in [0; R_0],$$

где  $R_p$  – премия за региональный риск, %;  $w_i$  – вес  $i$ -го фактора риска в общей сумме, д.ед.;  $r_i$  – балльная оценка  $i$ -го фактора риска, %;  $R_0$  – базовая норма дисконта, %.

Обращаем внимание, что нами в данном подходе максимальная премия за региональный риск ограничена на уровне  $R_0$ .

При оценке конкретного проекта страновой (региональный) риск нельзя рассматривать как какую-то постоянную величину. В расчетах эффективности может оказаться правильным предусматривать возрастающую премию за страновой (региональный) риск, учитывая, что в отдаленной перспективе инвесторы усматривают больший риск, чем в ближайшей.

Размер премии за риск ненадежности участников проекта составляет не более 75 % от базовой нормы дисконта, однако ее величина существенно зависит от того, насколько детально проработан организационно-экономический механизм реализации проекта, насколько учтены в нем опасения участников проекта. Для наиболее общего случая нами разработана следующая таблица, призванная помочь определить обоснованную премию за риск ненадежности участников проекта (табл. 2).

Кроме отраженных в табл. 2 факторов, при определении премии в каждом отдельном случае следует учитывать также наличие страховой защиты проекта, санкций за нарушение договорных условий, резервов свободных денежных средств, т. е. все те факторы, которые призваны снизить потенциальные риски инвестора.

Премия за «несистематический» риск определяется с учетом технической и финансовой реализуемости проекта, детальности проработки проектных решений, наличия необходимого научно- и опытно-конструкторского задела, качества маркетинговых исследований. В конкретных расчетах необходимо обратить внимание, прежде всего на новизну используемой техники или технологии и степень изученности каких-либо процессов или явлений (от спроса на продукцию до запасов полезных ископаемых). Обобщая представленную в доступных публикациях информацию, можно сказать, что премия за «несистематический» риск может достигать 20 %, если для реализации проекта необходимо проведение комплексных научно-исследовательских работ, выполняемых силами нескольких специализированных организаций. В среднем же для новых технологий или продуктов премия устанавливается на уровне 5-10 %.

В отечественной и зарубежной литературе много говорится о возможности учета риска путем увеличения нормы дисконта на величину премии за риск. Однако не всегда упоминаются две важные особенности применения данного метода. Во-первых, применять повышенную норму дисконта следует только к положительным элементам денежного потока, то есть отражать в норме дисконта имеет смысл только риск неполучения доходов. Во-вторых, риск нельзя считать априори стабильным для всего периода реализации инвестиционного проекта. Премия за риск должна иметь переменный характер и соответствовать реальным условиям реализации проекта. В частности, после завершения периода освоения вводимых мощностей премия за «несистематический» риск должна приниматься на уровне, отвечающем проектам применения существующей технологии для производства существующей продукции [2].

Как дополнительный этап в оценке риска инвестиционного проекта рекомендуем использовать анализ устойчивости. Целью анализа является определение возможных пределов изменения соответствующих параметров инвестиционного проекта. Предел изменения представляет собой критический

## Установление премии за риск ненадежности участников проекта

| Факторы   | Премия,<br>% от базовой<br>нормы дисконта |
|---|---|
| 1. Отлаженный организационно-экономический механизм реализации проекта, проверенная информация о платежеспособности и надежности всех участников проекта                | 0-25                                      |
| 2. Проработанный организационно-экономический механизм реализации проекта, наличие информации о платежеспособности и надежности основных участников проекта             | 25-50                                     |
| 3. Отсутствие информации о платежеспособности и надежности участников проекта, недостаточная проработанность организационно-экономического механизма реализации проекта | 50-75                                     |

уровень параметра, который обеспечивает неотрицательное значение ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Разность между ожидаемым (базисным) значением параметра и критическим уровнем характеризует область безопасности и позволяет оценить, насколько можно уменьшить (увеличить) запланированные показатели в исходных данных к проекту без риска получения убытков. Чем больше область безопасности, тем более устойчивым является инвестиционный проект. При определении минимальных требований к области безопасности проекта следует иметь в виду, что ЧДД проекта при анализе устойчивости определяется с учетом премии за риск в ставке дисконтирования, то есть анализ характеризует устойчивость относительно «безрискового» проекта, показатели которого уже скорректированы на возможные риски. При анализе устойчивости предлагается оценивать реализуемость и эффективность проекта на основе расчетов следующих сценариев его реализации:

- увеличение инвестиций;
- увеличение продолжительности строительства и освоения проектной мощности;
- увеличение эксплуатационных затрат (прежде всего за счет роста удельных переменных издержек);
- уменьшение объема производства;
- уменьшение цен реализации продукции.

В наиболее общем случае нами предлагается следующая шкала минимальных требований к области безопасности: для первых трех позиций – 10%, для двух последних – 7 и 5%, соответственно.

Практическое использование предложенного подхода учета риска и неопределенности рассмотрим на примере оценки эффективности инвестиционного

проекта «Организация серийного производства цепных приводов». Производство планируется разместить на мощностях Бугульминского механического завода (БМЗ) ОАО «Татнефть». В этих условиях инвестиционный проект можно рассматривать как относительно безрисковый. В обоснование этого имеются следующие аргументы.

1. Риск отсутствия сбыта сведен к минимуму. Во-первых, 2/3 от общего объема планируемых к выпуску цепных приводов будет реализовываться ОАО «Татнефть». Данный объем определен исходя из потребностей нефтегазодобывающих управлений компании и, фактически, является гарантированным сбытом. Во-вторых, на республиканском уровне прорабатывается вопрос о реализации цепных приводов малым нефтяным компаниям Республики Татарстан. Одновременно с этим налажено тесное сотрудничество с ТатНИПИнефть, разработчиком конструкции цепного привода, который осуществляет постоянный мониторинг и оценку эксплуатационной надежности данного оборудования. Это позволяет оперативно вносить изменения в конструкторскую и технологическую документацию, позволяя адаптироваться к самым жестким требованиям заказчика. Кроме того, для нейтрализации риска отсутствия сбыта осуществляется эффективная рекламная кампания.

2. Производственный риск также маловероятен. Производство цепных приводов малыми партиями на БМЗ ОАО «Татнефть» осуществляется с 2000 г. Регулярно осуществляются инвестиционные вложения в части обновления и модернизации технологического оборудования для производственных мощностей завода. Тем самым обеспечивается необходимый качественный уровень выпускаемой продукции. Использо-

мые в производстве наиболее опасные объекты производства обеспечены страховой защитой.

Ввиду относительной «безрисковости» проекта при оценке его эффективности не применялось увеличение ставки дисконтирования на величину премии за риск. В динамических (дисконтных) формулах оценивания использовалась базовая ставка дисконта на уровне 15%.

При этом показатели эффективности проекта были следующими:

- ЧДД = 13,2 млн руб.;
- ИДДК = 2,0;
- ВНД = 51,5 %;
- срок окупаемости простой составил 2,9 года с момента начала производства, дисконтированный – 4,1 года.

Если попытаться искусственно нагрузить проект рисковой составляющей, например, перенести реализацию данного проекта в соседний регион – Ульяновскую область, то необходимо произвести оценку эффективности проекта с учетом возникающих рисков.

В первую очередь необходимо учесть региональный риск. Пофакторный расчет премии за региональный риск позволил оценить его на уровне 3,48 %. При этом наиболее значимыми оказались факторы, характеризующие отношение местных властей к внешним инвестициям, степень их вмешательства в экономику области, наличие и конструктивность региональной оппозиции, а также факторы, отражающие социальную стабильность в регионе.

Риск ненадежности участников проекта, прежде всего местных строительных организаций и поставщиков сырья, оценен экспертно на уровне 30 % от базовой нормы дисконта:  $0,3 \cdot 15 \% = 5 \%$ .

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов, обусловленный прежде всего техническими, технологическими и организационными решениями проекта, при изменении места организации производства не возникает.

В целом премия за риск составила:  $3,48 + 5 = 8,48 \%$ .

При увеличенной на риск ставке дисконтирования, применяя ее только к положительным элементам денежного потока, дисконтные показатели эффективности проекта составят:

- ЧДД = 5,4 млн руб.;
- ИДДК = 1,4;
- срок окупаемости дисконтированный – 5,4 года.

Положительное значение ЧДД свидетельствует об экономической эффективности проекта с учетом имеющихся рисков.

Дополнив данный результат анализом устойчивости проекта, можем оценить в целом возможность его реализации. Область безопасности проекта по отдельным параметрам выглядит следующим образом: капиталовложения (увеличение) – 35,8 %; эксплуатационные затраты (прежде всего за счет роста затрат сырья и материалов) – 11,8 %; объем производства (снижение) – 23 %; цены реализации продукции (снижение) – 9,8 %. Полученные границы позволяют характеризовать проект как финансово устойчивый. Можно сделать заключение о целесообразности реализации инвестиционного проекта по производству цепных приводов на территории Ульяновской области.

Таким образом, в условиях отсутствия информации относительно распределения вероятностей наступления неопределенных событий предложенный алгоритм учета риска, совмещающий метод корректировки ставки дисконтирования и анализ устойчивости инвестиционного проекта, позволяет принимать обоснованные инвестиционные решения.

### Список литературы

1. Островская Э. Риск инвестиционных проектов / Эльжбета Островская. Пер. с польского. – М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2004. – С. 98.
2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: Учеб.-практ. пособие. – М.: Дело, 2001. – С. 525-527.

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНО РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И НАЧАЛЬНОГО ДЕБИТА ВВОДИМОЙ СКВАЖИНЫ

Яртимев А.Ф., Мехеев Е.В. (ТатНИПИнефть)

В рыночных условиях возрастает ответственность государства и недропользователя за рациональное использование углеводородов, добываемых из недр, одновременно существенно возрастают требования к добывающим компаниям за выполнение в полном объеме проектных решений. Компании должны соблюдать требования по рациональной разработке, при невыполнении которых им грозят санкции вплоть до изъятия лицензии. В связи с этим недропользователь должен постоянно держать под контролем состояние разработки в соответствии с действующими правилами и методическими указаниями и осуществлять исследования для проведения непрерывного анализа и проектирования разработки месторождений углеводородов. Ввод в эксплуатацию новых нефтегазовых месторождений требует больших единовременных затрат, особенно на начальной стадии разработки, с низкими показателями эффективности и длительным сроком окупаемости капитальных вложений. При этом вопрос бурения новых скважин самым непосредственным образом связан с необходимостью экономических обоснований до начала строительства скважины.

Эффективность проектных решений оценивается системой показателей, выступающих в качестве экономических критериев. Для экономической оценки проектных решений в области разработки нефтегазовых месторождений предлагается использовать следующие основные показатели эффективности [1, 2].

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (NPV). Наилучшим признается вариант, имею-

щий максимальное значение NPV за проектный срок разработки. Характерная особенность этого показателя в том, что, как критерий выбора варианта, он применим и для вновь вводимых месторождений, и для месторождений, уже находящихся в разработке. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Показатель внутренней нормы рентабельности капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравнимую с действующей процентной ставкой за кредит. Если расчетный показатель равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными.

Необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов по вновь вводимым месторождениям, требующим значительных единовременных затрат.

Показатель – индекс доходности инвестиций (PI) – так же, как и IRR, имеет «весомое» значение, если проектируется вновь вводимое месторождение с большими капитальными вложениями. В этом случае его значение интерпретируется следующим образом:

- если  $PI > 1$ , вариант эффективен;
- если  $PI < 1$ , вариант разработки нерентабелен.

При проектировании уже обустроенных месторождений либо находящихся на поздних стадиях, этот показатель определяется с учетом уже существующих основных фондов.

Следующий показатель – период окупаемости капитальных вложений (РВР) – определяется временем возмещения затрат, так же, как и два предыдущих показателя, характерен для вновь вводимых месторождений, требующих полного обустройства. Чем мень-

ше значение PBR, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта (проектных решений) к реализации должно приниматься с учетом значений всех основных и интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

В рыночных условиях недропользователь заинтересован в быстром возврате единовременных затрат, вложенных в разработку нефтяного объекта, с высокой рентабельностью (прибылью), а государство заинтересовано в достижении наибольшего коэффициента извлечения нефти и, как следствие, максимальных отчислений в государственную казну рентных и прочих налогов и выплат. Баланс интересов определяется минимальной рентабельностью, устраивающей недропользователя при рациональной системе разработки месторождения.

Экономическая рентабельность бурения новых скважин на залежи может определяться рациональными и минимально допустимыми НИЗ на скважину и их дебитами. Для решения задач целесообразности бурения конкретных скважин на объекте разработки следует пользоваться допустимыми запасами и дебитами на одну скважину. Эта величина определяется исходя из минимальной рентабельности выработки запасов и максимальных (не выше 6-8 лет) сроков окупаемости затрат на бурение и обустройство.

Недропользователю необходимо обеспечить приемлемую рентабельность разработки месторождений. При этом нужно учесть, что риск при разработке месторождений существенно выше, чем в других отраслях промышленности, поэтому владелец лицензии заинтересован в эффективной разработке каждого нефтегазоносного участка.

Некоторые авторы считают, что рациональными можно считать такие НИЗ на скважину, которые позволяют разрабатывать залежь (объект, участок) с рентабельностью не ниже 25% [3].

Экономически допустимая величина запасов нефти на одну скважину зависит от затрат на бурение, нефтепромысловое обустройство, затрат на обслуживание скважин, выплачиваемых налогов и цены реализации нефти. Величина этих запасов определяется исходя из того, что капитальные и производственные затраты на бурение, обустройство и эксплуатацию скважины за весь срок ее службы должны окупиться и

обеспечить приемлемую для недропользователя рентабельность.

При рассмотрении экономической оценки предельно рентабельных запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину, используем известную формулу (чистый дисконтированный доход), из которой определим чистую прибыль от реализации продукции, а выручку выразим через цену реализации и объем добычи нефти. Получаем следующее выражение:

$$NPV = \sum_{i=1}^I \frac{(C_n \cdot Q_{ni} - PP_i - KP_i - BP_i - H_i - K_i + A_i)}{(1 + E_n)^{i-p}}, \quad (1)$$

где  $C_n$  – средневзвешенная цена реализации нефти;  $Q_{ni}$  – объем добычи нефти в  $i$ -м году;  $PP_i$  – производственные расходы в  $i$ -м году;  $KP_i$  – коммерческие расходы в  $i$ -м году;  $BP_i$  – внереализационные расходы в  $i$ -м году;  $H_i$  – сумма налогов в  $i$ -м году;  $A_i$  – амортизационные отчисления в  $i$ -м году;  $K_i$  – первоначальные инвестиции в разработку месторождения в  $i$ -м году;  $E_n$  – норматив дисконтирования (является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом);  $i$ ,  $i-p$  – соответственно текущий и расчетный год;  $I$  – расчетный период.

Срок службы скважины, вводимой в эксплуатацию, примем равным амортизационному периоду эксплуатации, при котором поток наличности будет равным нулю ( $NPV=0$ ), тогда формулу можно записать в виде [4]:

$$\sum_{i=1}^I \frac{C_n \cdot Q_{ni}}{(1 + E_n)^{i-p}} = \sum_{i=1}^I \frac{PP_i + KP_i + BP_i + H_i + K_i - A_i}{(1 + E_n)^{i-p}}. \quad (2)$$

С помощью функции подбора параметра находим накопленную добычу нефти за амортизационный период. Данный подход к определению минимально экономически обоснованных запасов нефти определен Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

Далее рассмотрим экономический подход к оценке предельно рентабельных запасов нефти по известной формуле индекса доходности инвестиций ( $PI$ ). Как и в первом случае проведем такие же преобразования и примем срок службы скважины равным амортизационному периоду. Тогда преобразованную формулу можно записать в следующем виде:

$$PI \cdot K = \sum_{i=1}^I \frac{C_n \cdot Q_{ni}}{(1 + E_n)^{i-p}} - \sum_{i=1}^I \frac{(PP_i + KP_i + BP_i + H_i)}{(1 + E_n)^{i-p}} + \sum_{i=1}^I \frac{A_i}{(1 + E_n)^{i-p}} \quad (3)$$

или

$$\sum_{i=1}^1 \frac{C_n \cdot Q_{ni}}{(1+E_n)^{i \cdot p}} = PI \cdot K + \sum_{i=1}^1 \frac{(PP_i + KP_i + BP_i + H_i) - A_i}{(1+E_n)^{i \cdot p}} \quad (4)$$

Задавшись определенным значением индекса доходности, с помощью функции подбора параметра находим накопленную добычу нефти за амортизационный период или получаем извлекаемые запасы, устраивающие недропользователя по сроку окупаемости затрат. Исследования в этом направлении показали, что по оценке предельно рентабельных извлекаемых запасов нефти методом NPV получаются финансовые показатели на грани рентабельности, а методом PI окупаемость капитальных вложений достигает 3-5 лет, при определенных заданных значениях индекса доходности. Во втором случае имеем подход к выборочной выработке наиболее активных запасов нефти, что нарушает принцип рациональной разработки месторождения.

Баланс интересов государства и инвестора учитывается при расчете предельно рентабельных запасов нефти, приходящихся на одну вводимую скважину, путем увеличения нормы дисконта до предельного (порогового) значения (предельная дисконтированная ставка  $(E_n)$ ) или минимальная процентная ставка, которую допускает компания).

Предельная дисконтированная ставка (предельное пороговое значение) должна определяться из прогнозов нефтедобывающей компании в отношении своего экономического роста. Проект, для которого внутренняя норма рентабельности будет меньше предельной дисконтированной ставки ( $IRR < E_n$ ), будет отклонен

от реализации (табл. 1).

Предельная дисконтированная ставка находится в интервале между нормой дисконта ( $E_n$ ) и социальной нормой дисконта ( $E_c$ ):

$$E_n < E_n < E_c$$

Социальная норма дисконта с точки зрения общества должна быть выше предельной (коммерческой) нормы дисконта, в противном случае у распорядителей государственной казны всегда будет соблазн направить бюджетные средства на те проекты, которые дают большой финансовый эффект, забыв о проектах, дающих большой социальный и экологический эффект [5].

Зная предельную дисконтированную ставку, находим предельно рентабельные запасы нефти, приходящиеся на одну вводимую скважину с помощью функции подбора параметра по формуле:

$$\sum_{i=1}^1 \frac{C_n \cdot Q_{ni}}{(1+E_n)^{i \cdot p}} = \sum_{i=1}^1 \frac{PP_i + KP_i + BP_i + H_i + K_i - A_i}{(1+E_n)^{i \cdot p}} \quad (5)$$

Экономическую оценку предельных извлекаемых запасов нефти произведем с использованием фактических затрат ОАО «Татнефть» на бурение, обустройство и добычу нефти. В экономической оценке расчет налогов и отчислений осуществлен по действующему налогообложению предприятий нефтедобычи. В табл. 2 представлены необходимые технологические параметры.

Экономическая оценка выполнена для всех продуктивных горизонтов Ромашкинского месторождения и их результаты приведены на рис. 1 [6].

Таблица 1

**Выбор решения о целесообразности реализации проекта**

| $E_n / IRR$ | 0,11 | 0,12 | 0,13 | 0,14 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,18 | 0,19 | 0,2 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| 0,11        | -    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +   |
| 0,12        | -    | -    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +   |
| 0,13        | -    | -    | -    | +    | +    | +    | +    | +    | +    | +   |
| 0,14        | -    | -    | -    | -    | +    | +    | +    | +    | +    | +   |
| 0,15        | -    | -    | -    | -    | -    | +    | +    | +    | +    | +   |
| 0,16        | -    | -    | -    | -    | -    | -    | +    | +    | +    | +   |
| 0,17        | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | +    | +    | +   |
| 0,18        | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | +    | +   |
| 0,19        | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | +   |
| 0,2         | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -   |

Основные параметры разработки

| Основные параметры  | Усл. обозн.        | Значения |
|---|--------------------|----------|
| Коэффициент эксплуатации, д. ед.                          | $k_э$              | 0,93     |
| Коэффициент падения добычи, д. ед.                        | $k_{нд}$           | 0,95     |
| Коэффициент роста обводненности, д. ед.                   | $k_о$              | 1,03     |
| Коэффициент компенсации отбора жидкости, д. ед.           | $k_з$              | 1,05     |
| Начальная обводненность, %                                | $W$                | 50       |
| Соотношение нагнетательных к добывающим скважинам, д. ед. | $N_{нагн}/N_{доб}$ | 0,333    |

Как видно из рис. 1, наименьшие экономически обоснованные предельно рентабельные запасы нефти, приходящиеся на одну вводимую скважину, получают при использовании формулы расчета для определения NPV при  $E_n=0,1$ , при этом индекс доходности инвестиций составляет ровно единицу с внутренней нормой рентабельности, равной норме дисконта, и сроке окупаемости капитальных вложений, равным периоду амортизации скважины. Инвестора в лице недропользователя такая эффективность вложения средств не может устраивать. В данной ситуации ему выгоднее направить свои финансовые ресурсы на другие инвестиционные проекты, обеспечивающие более высокий доход при примерно одинаковом уровне риска. Недропользователю выгодны результаты, получаемые по индексу доходности инвестиций (в нашем случае – это 1,56), тогда окупаемость капитальных вложений составит 5 лет с высокой нормой внутренней доходности капитальных вложений за счет уменьшения объемов бурения и более редкой сетки скважин. Однако при данном подходе нарушается принцип рациональной разработки объекта и конечная нефтеотдача будет ниже проектной, государству же, как собственнику недр, необходимо наиболее полное извлечение углеводородных ресурсов, а не выборочная их разработка.

Баланс интересов государства и инвестора учитывается при расчете экономически обоснованных предельно рентабельных запасов нефти, приходящихся на одну вводимую скважину, методом предельной дисконтированной ставки  $E_n$  (5). В рассмотренном случае внутренняя норма рентабельности 15,5% при предельной дисконтированной ставке 0,12. С учетом нормы рентабельности для инвестора окупаемость капитальных вложений составит 8 лет с индексом доходности 1,13.

На основании экономически обоснованных предельно рентабельных запасов нефти определяются: минимально рентабельный начальный дебит новой скважины, обеспечивающий необходимую норму прибыли недропользователю; минимально эффективная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин на объекте разработки и оптимальная проектная сетка эксплуатационных скважин.

#### Определение минимального рентабельного дебита

Уровни добычи нефти по годам рассматриваемого периода и на основе полученных предельно рентабельных извлекаемых запасов нефти с учетом темпов падения добычи можно описать формулой:

$$Q_{ni} = \begin{cases} Q_{n1} = q_n \cdot k_э \cdot \frac{T_1}{2} \\ Q_{ni} = q_n \cdot k_э \cdot k_{нд}^{i-2} \cdot \frac{T_i-1}{2} + q_n \cdot k_э \cdot k_{нд}^{i-1} \cdot \frac{T_i}{2}, \\ \text{для } i=2, \dots, I \\ Q_{nI+1} = q_n \cdot k_э \cdot k_{нд}^{I-1} \cdot \frac{T_{I+1}}{2} \end{cases}, \quad (6)$$

где  $q_n$  – минимальный начальный дебит по нефти;  $k_э$  – коэффициент эксплуатации добывающей скважины (задается технологическим режимом скважины);  $k_{нд}$  – ежегодный коэффициент падения добычи нефти (зависит от режима работы залежи и задается при планировании эксплуатации месторождения);  $T_i$  – количество дней в году  $i$ .

Тогда суммарный объем добычи нефти за амортизационный период составит:  $Q_n = \sum Q_{ni}$ .

Минимальный начальный дебит по нефти для добывающей скважины с учетом предельно рентабельных извлекаемых запасов можно описать формулой [6, 7]:

$$q_n = \frac{Q_n}{k_э \cdot \left( \frac{T_1}{2} + \sum_{i=2}^I (k_{нд}^{i-2} + k_{нд}^{i-1}) \cdot \frac{T_i}{2} + k_{нд}^{I-1} \cdot \frac{T_{I+1}}{2} \right)} \quad (7)$$

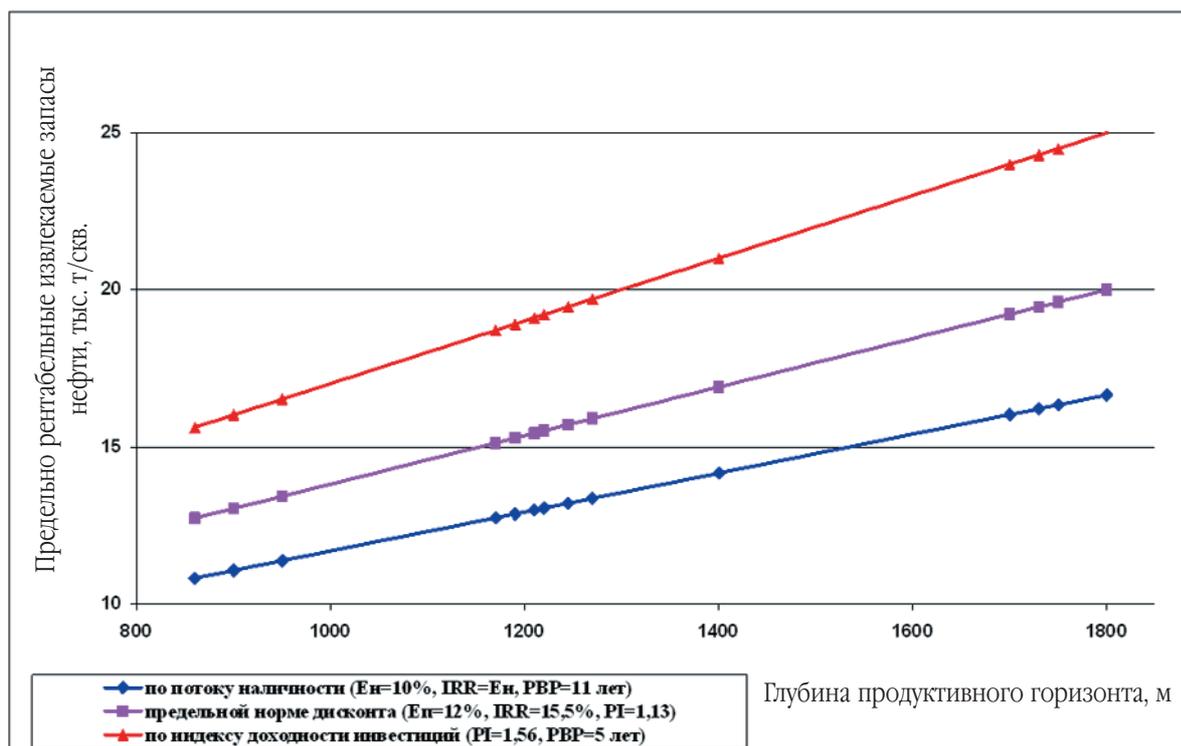


Рис. 1. Зависимость запасов нефти от глубины залегания горизонта

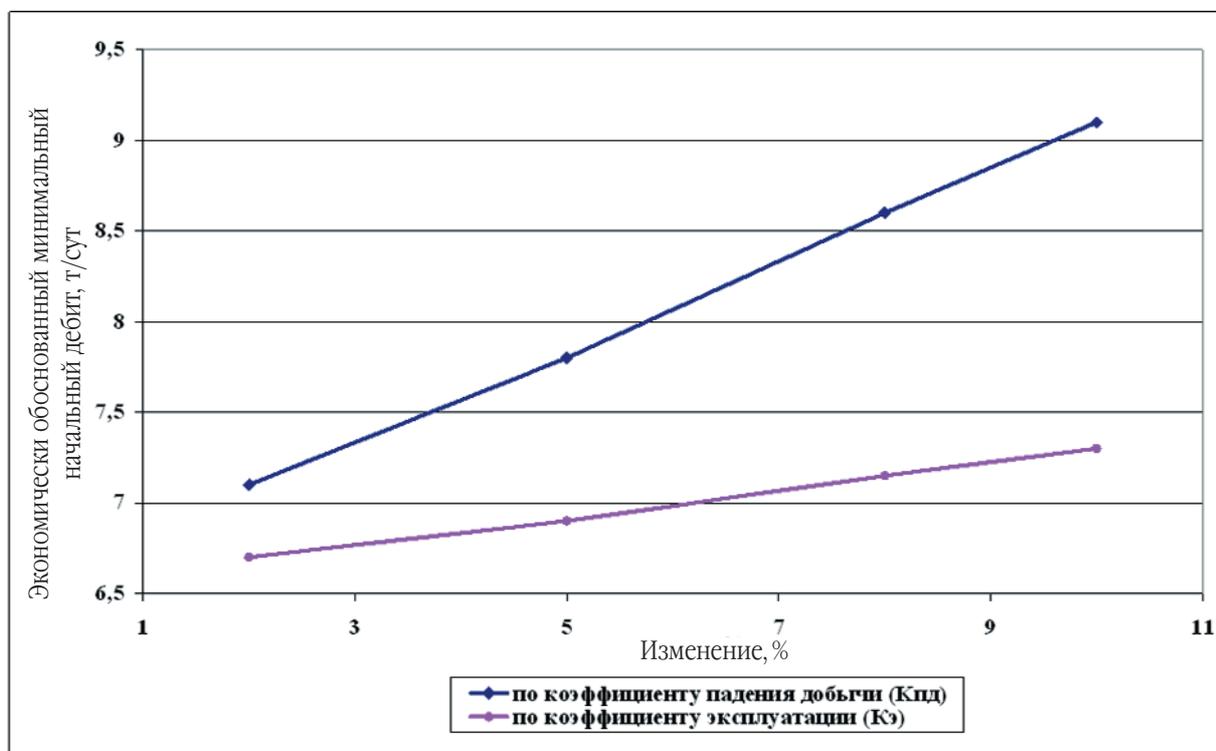


Рис. 2. Зависимость изменения начального дебита по нефти от изменения коэффициентов эксплуатации и падения добычи

На основе фактических исходных данных по ОАО «Татнефть» и заданных технологических параметрах разработки (табл. 2) при начальной обводненности 30 % определим зависимость экономически обоснованного начального дебита от изменения коэффициентов падения добычи и эксплуатации (рис. 2) при  $E_{\text{п}}=0,12$  и  $IRR=15,5\%$ . Из рис. 2 видно, что коэффициент падения добычи оказывает наибольшее влияние на величину минимального рентабельного начального дебита по сравнению с коэффициентом эксплуатации скважины. Поэтому выбор технологических коэффициентов разработки месторождения необходимо производить после детального анализа разработки рассматриваемого объекта эксплуатации.

### Список литературы

1. РД 153-39-007-96. Общие требования и рекомендации по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
2. РД 153-39-007-96. О продлении срока действия Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. Приказ министра энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 03.02.2004, № 26.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во КГУ, 2003.
4. Андреев А.Ф., Яртиев А.Ф. Экономическая оценка минимально рентабельных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину // Нефть, газ и бизнес. – 2005. – № 6. – С. 49-52.
5. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. – М.: Изд-во «Дело», 2002.
6. РД 153-39,0-395-05. Методика экономической оценки предельных извлекаемых запасов и начального дебита для расстановки скважин на объекте разработки. – Бугульма, 2005.
7. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка начального рентабельного дебита по нефти для добывающей скважины // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 5. – С. 44-47.

# Обустройство нефтяных месторождений и объектов инфраструктуры



## ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТНОГО ДЕЛА

*Мухаметшин З.А. (ТатНИПИнефть)*

Открытие крупнейшего Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарии и необходимость быстрого его освоения потребовали создания в республике самостоятельной проектной организации. В соответствии с приказом Министерства нефтяной промышленности СССР от 4 мая 1950 г. № 156 на базе института «Гипрвостокнефть» (г. Куйбышев, ныне г. Самара) был создан Бугульминский филиал этого института. Филиал занимался проектированием мелких объектов (сбор и транспорт нефти от отдельных скважин по самотечной схеме и т.п.). Первым директором Бугульминского филиала был Ю.Д. Хесин, главным инженером – Х.Г. Баталов.

В 1954-1957 гг. филиалом института были разработаны и внедрены проекты обустройства по низконапорной схеме института «Гипрвостокнефть», по которой были обустроены первые площадки Бавлинского и Ромашкинского месторождений.

Начиная с 1955 г. группой автоматики и КИП, входящей в состав промыслово-механического отдела, было положено начало проектированию автоматизации технологических процессов систем сбора, транспорта и подготовки нефти и газа.

Ведущими специалистами филиала было разработано и внедрено в проектах крупноблочное строительство из железобетонных панелей. Инициаторами разработки и внедрения крупноблочного строительства являлись начальник строительного отдела П.Ф. Нестеров, главный конструктор Р.Н. Копкаев и руководитель группы И.Г. Петрук.

Впервые в нефтепромысловом строительстве в проектах Горкинского и Сулеевского товарных парков разработаны и построены по проектам филиала подзем-

ные резервуары для нефти емкостью 5000 м<sup>3</sup> из сборных железобетонных панелей.

В последующие годы в проектах широко использовались научные разработки. Так, в 1958 г. для Павловского товарного парка разработан проект термохимической обезвоживающей установки с отстойниками непрерывного действия и применением гидрофобного фильтра с целью ускорения процесса обезвоживания.

Стоимость строительства этой установки составила всего 500 тыс. руб., что во много раз дешевле строительства ЭЛОУ на такую же производительность, и установка не требовала сложного оборудования заводского изготовления.

В 1958 г. институтом разработаны типовые решения по нефтепромысловому строительству из крупных железобетонных панелей.

Применение сборных железобетонных панелей в строительстве зданий на объектах сбора и транспорта нефти, новые технологические и конструктивные решения этих объектов позволили сократить сроки строительства в 1,5-2 раза и снизили стоимость строительства товарных парков, компрессорных станций в среднем на 18%.

Высокий технологический уровень принимаемых проектных решений послужил основанием для выдачи в 1959 г. задания институту на разработку типовых проектов по Государственному плану типового проектирования.

В рамках плана типового проектирования институтом в 1959-1961 гг. выпущены типовые проекты подземных железобетонных резервуаров емкостью 5000 и 10000 м<sup>3</sup> для нефти, светлых и темных нефтепродуктов в сборном варианте, здания типовых автоматизированных компрессорных станций мощностью 300-450 тыс. нм<sup>3</sup> с турбокомпрессорами ГТК-7/5.

В том же году предложенная институтом (В.М. Ивановым) оригинальная технологическая схема холодильника с использованием в качестве хладагента газа пропана позволила выполнить проект переоборудования углесклада под холодильник в пос. Уруссу при минимальных капитальных вложениях.

Существующий в те годы темп роста нефтедобычи в Татарии вызвал значительный приток специалистов из других областей и районов страны. С необходимостью скорейшего ввода объектов жилищно-гражданского назначения связано создание в 1959 г. в составе института комплексного отдела по проектированию жилых домов, школ, дошкольных учреждений, объектов здравоохранения и т.д.

В начале 60-х годов совместно с головным институтом «Гипровостокнефть» выполнена работа «Основные положения по проектированию в нефтедобывающей промышленности и типовая схема сбора и транспорта нефти на промыслах Татарии».

В сентябре 1962 г. в институте состоялась специальная конференция по улучшению качества как проектных, так и строительных работ с участием представителей заказчиков и строительных организаций.

Вопросу улучшения качества проектных работ в институте уже в то время уделялось большое внимание. С этой целью и в целях лучшей координации и руководства процессом проектирования было организовано бюро главных инженеров проектов с подчинением непосредственно главному инженеру института.

По приказу Миннефтепрома в 1957 г. Бугульминский филиал института «Гипровостокнефть» и отдел института «Татнефтепроект» были объединены в институт «Татнефтепроект» в составе 319 человек. Первым директором был назначен Б.Н. Донауров, который проработал около трех месяцев, потом был отозван в Совнархоз. Затем директором был назначен П.А. Ретюнин (1957-1965 гг.), главным инженером – Н.С. Кубынин (1957-1959 гг.). В последующие годы директором института был Г.Н. Едигаров (1965-1969 гг.), а с 1969 г. – Б.М. Радин, после объединения институтов ставший главным инженером. В этом же году был создан Казанский отдел института «Татнефтепроект». Возглавил отдел бывший архитектор г. Казань С.С. Копец. В июле 1970 г. на основании приказа МНП от 7.03.1970 г. № 127 на базе ТатНИИ и института «Татнефтепроект» был создан ТатНИПИнефть с подчинением объединению «Татнефть».

Если филиал института «Гипровостокнефть» разрабатывал проекты отдельных обособленных объек-

тов, то «Татнефтепроект» начал разрабатывать проекты обустройства целых площадей и месторождений, комплексно, начиная со сбора, транспорта нефти, газа и кончая их подготовкой и транспортом до головных сооружений и Миннибаевского газоперерабатывающего завода, с учетом всех элементов обустройства.

По проектам института (1959-1965 гг.) было построено 8 установок комплексной подготовки нефти общей производительностью 36 млн т/год. В те же годы (1968 г.) внедряется высоконапорная система сбора и транспорта нефти и газа (Куакбашская площадь). Внедряются совмещенные схемы подготовки нефти (1969 г.) – Чишминский, Альметьевский и Миннибаевский промысловые узлы.

По проектам института (1963-1968 гг.) были разработаны комплексы нефтепромысловых сооружений Ново-Елховского нефтяного месторождения, Березовской, Азнакаевской и Ташляирской площадей Ромашкинского месторождения.

Проектировщиками института было положено начало внедрению индустриального метода в капитальном строительстве.

Еще в 1959-1960 гг. были разработаны типовые проекты подземных железобетонных резервуаров в сборном варианте. Первые блок-боксы промысловых нефтеперекачивающих станций, операторных, щитовых были разработаны проектировщиками института и внедрены на промыслах Татарии.

В первой половине 70-х годов институтом выполнен большой объем проектно-изыскательских работ по проектированию магистральных нефтепроводов.

Выполнен совместно с ВНИИСТ проект «Опытной блочно-комплектной нефтеперекачивающей станции производительностью 3,6/2,5 тыс. м<sup>3</sup>/ч. для головных сооружений «Набережные Челны». Это был первый проект в стране опытной нефтеперекачивающей станции в блочно-модульном исполнении. Ответственные исполнители – Р.Б. Бикташева и П.М. Казаков.

Обустройство месторождений велось по герметизированной напорной схеме, когда продукция скважин под устьевым давлением транспортировалась до товарных парков или установок подготовки нефти и воды.

В проектах широко внедрялась дальнейшая индустриализация строительства с использованием автоматизированных блочных и блочно-комплектных устано-

вок заводского изготовления ГЗУ типа «Спутник», установки предварительного сброса УПС-2000, УПС-3000, сепарационные установки СУ-5000, установки безрезервуарного учета товарной нефти «Рубин», деэмульсионные установки типа УДО-2М и УДО-3М и другое оборудование.

Институтом в 1970-1971 гг. совместно с НИПИнефтехимавтомат проделана большая работа по созданию АСУ объединения «Татнефть» и разработке проекта вычислительного центра на четыре ЭВМ типа «Минск» со всем вспомогательным оборудованием.

В начале 70-х годов организационная структура проектной части института совершенствовалась в соответствии с практикой и опытом эксплуатации нефтяных месторождений. Ввод новых площадей, создание ряда НГДУ потребовало проектирования и строительства ремонтных баз, баз обслуживания, заводов и других объектов промышленного назначения.

С этой целью на базе механической группы строительного отдела был создан отдел проектирования промышленных предприятий, а из дорожной группы организован отдел дорожного проектирования и генпланов.

В 1972 г. четыре разработки, выполненные проектной частью института, экспонировались на ВДНХ и были отмечены медалью, в числе которых:

- принципиальная схема обустройства Сармановской площади;
- блок управления и автоматики насос-компрессором;
- передвижной насосный агрегат с двигателем внутреннего сгорания;
- совмещенная схема подготовки нефти объединения «Мангышлакнефть», выполненная совместно с научной частью института.

С 1975 по 1992 гг. проектной частью руководил талантливый инженер М.В. Вацков, до прихода в институт работавший на производстве. Он занимал должность заместителя директора по проектированию – главного инженера института.

По проектам института на нефтяных месторождениях Республики Татарстан построено 17 товарных парков, десятки тысяч километров нефтегазопроводов и водоводов, диспетчерские пункты, сооружения по очистке сточных вод, базы по ремонту нефтепромышленного оборудования, базы по покрытию внутренней и наружной поверхности труб антикоррозионной изоляцией.

Большой объем проектно-изыскательских работ, начиная с 1984 года, выполнялся по обустройству нефтяных месторождений Западной Сибири. По проектам института обустроены Покачевское, Нивагальское, Локосовское и Чумпасское месторождения.

Институт принимал участие в проектировании нефтяных объектов Удмуртии, Коми, Мангышлака.

Своего рода признанием профессиональной подготовки проектировщиков послужила выдача в 1975 г. задания институту на разработку проектов обустройства нефтяных месторождений в Иракской республике. Впервые нашему институту, специалистам пришлось заниматься проектированием объектов, строящихся за рубежом при техническом содействии СССР.

За короткий период в сжатые сроки институт разработал проекты обустройства на месторождения Северная и Южная Румейла, Лухейс, горизонта Мишриф месторождения Западная Курна.

Проектировщики с честью справились с этой задачей. Все технические проекты были одобрены иракской стороной.

Организация труда проектировщиков направлена на выполнение задач по повышению эффективности капитальных вложений. Выполнение этих задач достигается, прежде всего, за счет принимаемых проектных решений, учитывающих экономию строительных материалов, энергоресурсов и снижение сметной стоимости строительства.

Разработка проектных решений ведется с широким внедрением опробованных научных разработок и рекомендаций. Только за последние годы в проектах использован ряд научных разработок своего института, таких как:

- очистка нефтепромысловых сточных вод с использованием гидрофобных фильтров;
- катодная защита обсадных колонн скважин и трубопроводов;
- увеличение нефтеотдачи пластов за счет внедрения термохимических методов воздействия на пласт;
- технология футерования труб для перекачки агрессивных сред;
- внедрение кустового метода бурения скважин.

С 1989 г. начали внедряться на товарных парках ОАО «Татнефть» установки по улавливанию легких фракций. Система УЛФ была разработана доктором технических наук В.П. Троновым. Благодаря внедрению УЛФ на всех товарных парках и на крупных дожим-

ных насосных станциях выброс вредных веществ в атмосферу сократился в 12 раз.

В 1979 г. институтом выданы задания СПКБ «Проект-нефтегазспецмонтаж» на разработку 17 типоразмеров блочного оборудования на базе унифицированных блок-боксов ОБ и УБ. Весь определенный перечень блочного оборудования охватывает технологический процесс сбора и транспорта нефти, газа и воды.

С 1992 по 2000 гг. заместителем директора по проектированию – главным инженером был В.Я. Вовк, а с 2000 г. по настоящее время проектной частью руководит З.А. Мухаметшин.

С каждым годом рос проектный институт, росли города и рабочие поселки, строившиеся по проектам нашего института. Примерно около 80% всех промышленных объектов, объектов жилищно-гражданского и культурно-бытового назначения в городах и поселках Альметьевск, Бугульма, Джалиль, Лениногорск, Азнакаево, Актюба, Карабаш построены по проектам, разработанным в стенах проектной части.

Для нефтяников Татарстана по проектам института построено свыше 4,0 млн кв. метров жилья, детских садов на 45 тыс. мест, школ на 46 тыс. мест, технических училищ – на 200 тыс. мест, больницы, профилакториев, поликлиник – свыше 10 тыс. мест, медицинский центр в г. Альметьевск.

Среди проектов, выпущенных в последнее время, следует назвать следующие:

- система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН), которая включает в себя узел замера, химлабораторию, РВС-5000 м<sup>3</sup>, систему обеспечения (такие системы для сдачи девонской и сернистой нефти будут построены в 5 точках);
- обустройство Бурдинского нефтяного месторождения;
- обустройство залежей 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения;

- объекты по наливу и сливу нефти для ОАО «Татнефть»;
- центр детского хоккея в г. Бугульма;
- реконструкция школы-интерната в г. Альметьевск;
- горнолыжный комплекс в районе профилактория «ЯН»;
- каскад прудов в Альметьевске;
- санаторий «Казанский» – реконструкция под базу республиканского хоккея;
- расширение административного здания ОАО «Татнефть».

Право на проектирование нового административного здания было получено нашим институтом в результате тендера. Выбран был башенный, 12-этажный вариант здания в монолитном исполнении. Это здание является украшением столицы нефтяников Альметьевска (ввод в эксплуатацию – 2003 г.).

Только производство качественной продукции, удовлетворяющей требованиям потребителя, позволит институту иметь портфель заказов и выжить в условиях рынка. Поэтому руководство института уделяет большое внимание вопросам качества выпускаемой продукции.

В конце 2002 г. завершено создание в проектной части института системы менеджмента качества на основе международных стандартов ИСО серии 9000 и получен сертификат, на что затрачены большие усилия коллектива.

С 2002 г. начато создание и планомерное внедрение системы трехмерного параметрического моделирования объектов строительства. Внедрение этой системы позволит проектировщикам значительно повысить качество выпускаемых проектов и выйти на новый уровень проектирования.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ТАТНИПИНЕФТЬ

*Ибатуллин Р.Р., Мухаметшин З.А., Петухов А.Г.,  
Зайцев В.М., Сайфуллин И.З. (ТатНИПИнефть)*

В области автоматизации проектирования объектов капитального строительства проектная часть института прошла путь от автоматизации черчения до трехмерного моделирования и автоматической выдачи чертежей. По усредненным оценкам, взятым из множества различных источников, в процессе традиционного проектирования затраты времени приблизительно выглядят следующим образом:

- 20 % – на изучение нормативно-технических и информационно-справочных данных (НТД), необходимых для принятия проектных решений;
- 10 % – собственно на проектирование, включающее в себя: выполнение инженерно-технических расчетов, принятие на их основе и в соответствии с требованиями НТД технических решений, согласование принятых технических решений со смежниками;
- 70% – на создание чертежей (оформление принятых и согласованных проектных решений).

С появлением современных персональных вычислительных машин с графическими мониторами появилась возможность автоматизировать процесс создания чертежей при помощи программ – графических редакторов. Это позволило сократить время создания чертежей примерно до 50% за счет применения единой вычерченных типовых заготовок и автоматизированных операций черчения (копирование, привязка к характерным точкам, назначение типа линии и т.п.). Вместе с тем, резко возросла интенсивность труда проектировщика. Появилась многовариантность, возможность оперативного внесения изменений, появились расчетные программы, интеллекту-

альные системы. Но принцип создания чертежей при этом остался старым – чертежным.

Технология трехмерного моделирования объектов капитального строительства позволяет достичь формирования качественных проектных решений при дальнейшем снижении сроков выдачи рабочих чертежей. Такую систему можно назвать «виртуальное строительство», так как при проектировании объекта проектировщики оперируют интуитивно понятными объектами: стена, дверь, насос, труба, кабель и т.п. При автоматизированной проверке созданной модели возможно задание определенных условий соблюдения норм безопасности, например, разрывы, пересечения, взрывоопасные зоны и т.п. Это обеспечивает соблюдение необходимых норм при проектировании каждого нового объекта. Для выдачи чертежей рабочей документации из созданной при проектировании модели компьютерная программа по указанию проектировщика автоматически генерирует планы, виды, разрезы, спецификации, проставляются размеры и высотные отметки. При этом значительно снижается время, затрачиваемое на согласование проектных решений между смежниками за счет того, что при проектировании каждый специалист может, совмещая со своей моделью, визуальную проверку, измерять модели других разделов. Общее время работы над проектом при такой технологии можно уменьшить при улучшении качества за счет увеличения времени на проработку, принятие и согласование проектных решений и применения типовых проектных решений на уровне целых объектов (рис. 1).

С давних пор при проектировании объектов строительства для представления будущего объекта выполнялись изометрические изображения. Создавать изометрические изображения сложных объектов ручным способом, в том числе и при помощи современных

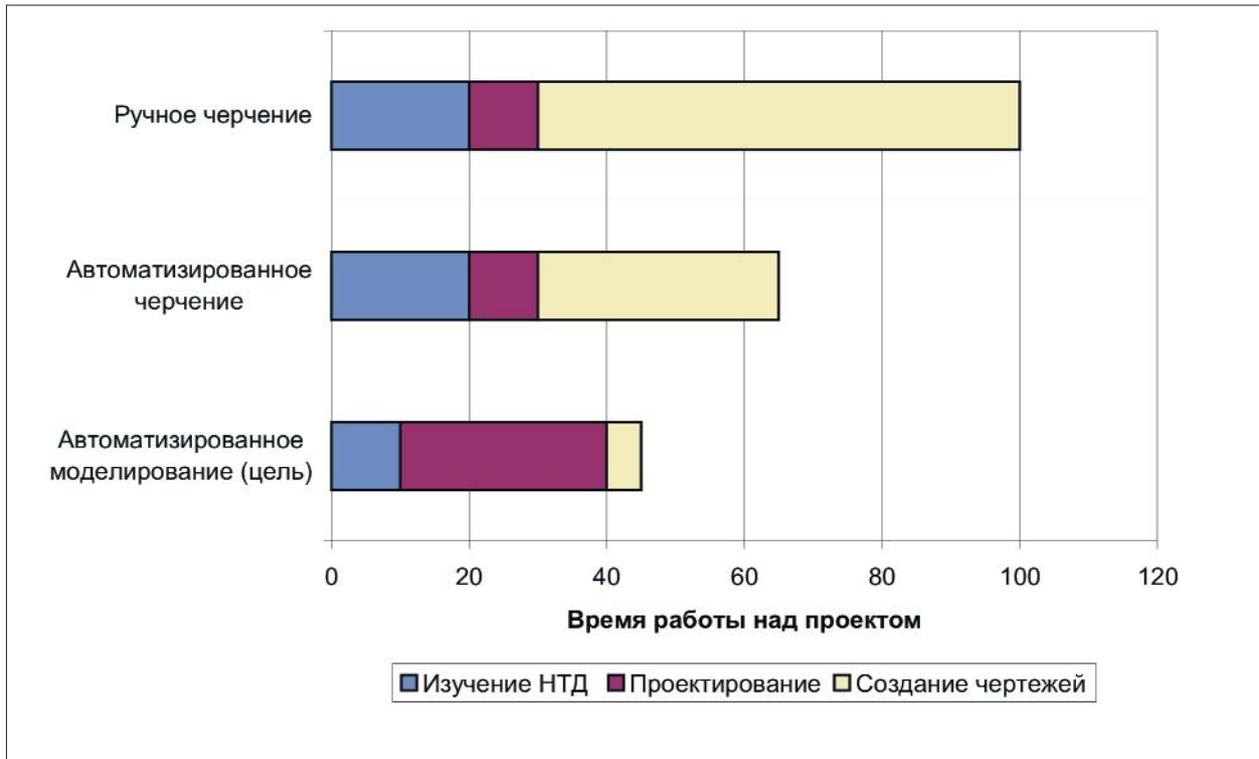


Рис. 1. Распределение затрат времени при различных способах проектирования

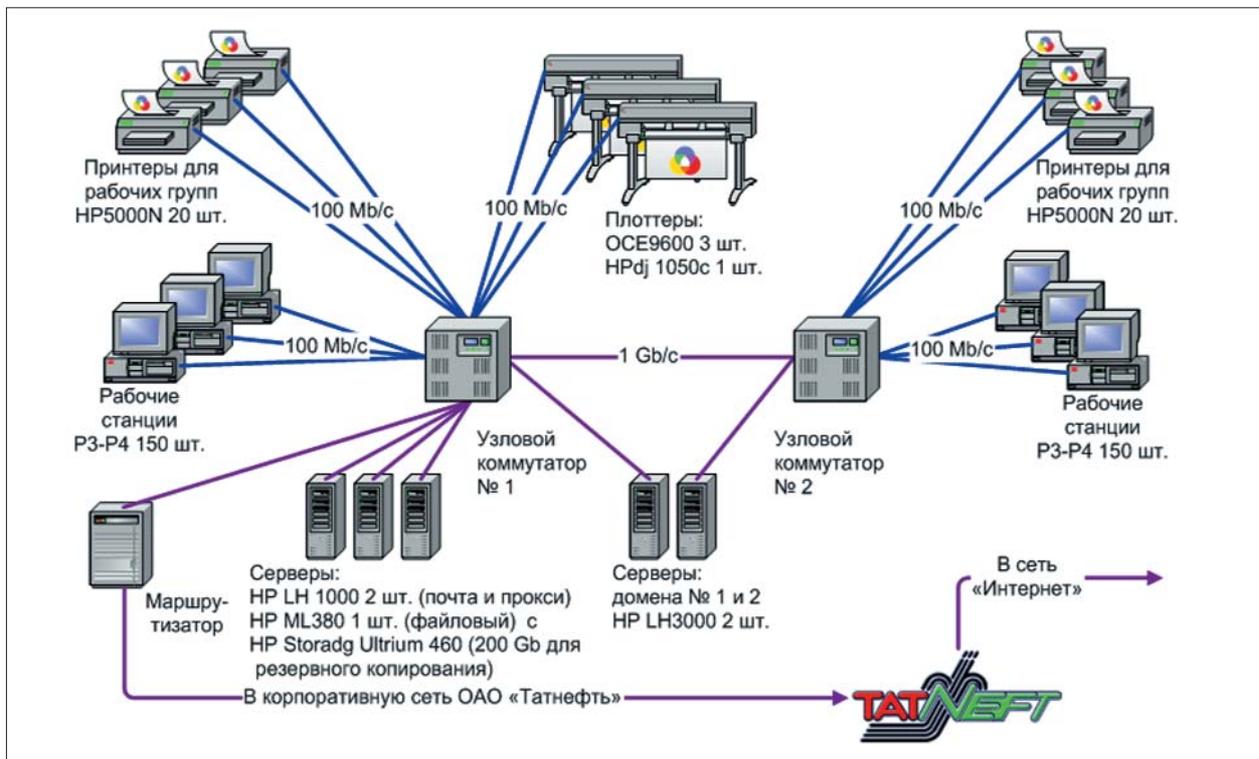


Рис. 2. Схема локальной вычислительной сети проектной части

чертежных графических редакторов, достаточно трудоемко и это делалось только в обоснованных случаях и стоило соответствующего времени и денежных средств.

Реализация идеи трехмерного моделирования объектов капитального строительства в современных условиях аналогична трехмерному параметрическому конструированию машиностроительного оборудования, которое уже достаточно хорошо освоено не только за рубежом, но и у нас в стране. Однако есть принципиальные отличия. Модель машиностроительного изделия предназначена для расчета различных будущих эксплуатационных характеристик и формирования конструкторской документации, сборочных и детализированных чертежей, спецификаций узлов и составных элементов. Это необходимо для технологической подготовки производства, составления технических условий или стандартов на изготовление оборудования. Система же проектирования, основанная на моделировании объектов капитального строительства, выдвигает только те требования, которые необходимы для комплектации стройки серийно выпускаемым или нестандартным, специально производимым оборудованием и материалами, а также для формирования чертежей рабочей документации, предназначенной для выполнения строительно-монтажных работ (СМР). Поэтому для системы трехмерного проектирования в базе данных достаточно иметь упрощенное поверхностное представление оборудования без детализации до болтов и гаек, установочные и присоединительные данные и технические характеристики, например, нагрузки, связанные с установочными данными и технические параметры, связанные с присоединительными данными инженерных коммуникаций: трубопроводы и кабели различного назначения, источники поглощения или излучения света, радиосигналов и т. п.

Технология трехмерного моделирования в нашей стране в последние несколько лет находит все большее распространение. На основе опыта внедрения подобных технологий в ТатНИПИнефть первоначально были разработаны требования к подобной системе и проведен конкурс по выбору графической программной платформы. Затем были проведены необходимые проектные разработки и монтаж локальной вычислительной сети (рис. 2), оснащенной соответствующими программно-аппаратными ресурсами.

Первый пробный шаг освоения новой технологии и опыт внедрения в других проектных институтах показал, что обычным изучением программных средств, как это происходило ранее с освоением узкоспециализированных программ для отдельных рабочих мест, систему не создать. Требовалась одновременная групповая работа различных специалистов, что вызвало определенный психологический барьер и неприятие непривычных условий труда. Обобщенное мнение специалистов было следующее: процесс внедрения с учетом изменения стереотипа мышления проектировщиков требует очень длительного времени.

Используя имеющийся опыт, были разработаны регламентирующие документы системы моделирования на основе принципов и требований стандартов на систему менеджмента качества. Сущность работы заключается в том, что, используя принципы системного подхода к менеджменту, лидерство руководства и вовлечение всех без исключения участников разработки, будущая система строится методом композиции, ориентируясь на требования внешнего и всех внутренних потребителей (рис. 3). Вся разработка происходит на примере пилот-проекта характерного объекта проектирования. Сформировав и согласовав все требования различных процессов и рабочих мест, получаем требования к системе и методические инструкции взаимодействия, на основе которых могут быть разработаны или переработаны организационные инструкции, т. е. положения о подразделениях.

Далее, используя принцип процессного подхода к деятельности и согласованные требования к входным и выходным данным, в определенной последовательности разрабатываются новые правила преобразования входных данных в выходные, требования к инструментам преобразования и персоналу и соответствующие инструкции для каждого рабочего места (рис. 4).

Благодаря этой методике система моделирования была создана и введена в промышленную эксплуатацию за несколько месяцев в отличие от нескольких лет в других проектных организациях нашей страны.

В 2003 г. для разработки регламентирующих документов, необходимых для освоения и внедрения системы, был выбран реальный характерный проект «Обустройство залежей 301, 302, 303 Ромашкинского нефтяного месторождения. ДНС с УПС при ГЗУ-9с», заказчиком которого является НГДУ «Лениногорскнефть» ОАО «Татнефть». Для этого фирмой-интегратором предварительно были разработаны базовые регламентирующие документы для различных автоматизи-

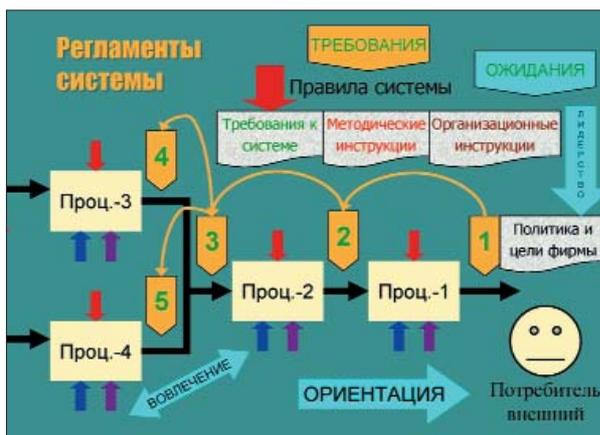


Рис. 3. Способ создания регламентирующих документов системы



Рис. 4. Способ создания регламентирующих документов рабочего места

рованных рабочих мест (АРМ), установлены необходимые программные средства и базы данных. Для выполнения работ по освоению программных средств и адаптации базовых регламентов была создана рабочая группа из числа главных специалистов.

Важная роль в создании технологии совместного проектирования отводилась настройке программной клиент-серверной системы управления данными, без которой создание целостной эффективной системы автоматизированного проектирования на основе трехмерного моделирования было бы невозможно. Система управления данными не только обеспечила разработку и реализацию управленческих процедур взаимодействия между участниками рабочей группы, но и возможность коллективной параллельной работы специалистов с актуальными на текущий период времени моделями смежников, подключенными при помощи ассоциативных ссылок на файлы в структуре данных по композиционному объекту (рис. 5). Кроме этого, было обеспечено централизованное хранение

и резервное копирование информации, разграничение на основе политики безопасности прав доступа к файлам моделей, документов и данных.

Результаты выполнения работ таковы, что за три месяца было создано 29 трехмерных сборных моделей (рис. 6), сформировано на основе этих моделей более 90 чертежей со спецификациями (рис. 7), значительно пополнилась база данных трехмерными элементами оборудования и материалов.

В результате разработано более 50 комплектов регламентирующих документов для различных видов АРМ. Этот важнейший материал является очень значимой основой для перехода на новый способ проектного производства.

В настоящее время заказчику предложена новая технология взаимодействия с проектировщиками на основе трехмерного моделирования. Она заключается в том, что после создания и автоматизированной проверки модели на коллизии – коллизия по расположению задвижки (рис. 8), она передается заказчику через корпоративную сеть для предварительного согласования до выдачи чертежей на бумаге. Для просмотра моделей используется программа, которая позволяет «покрутить» модель, измерить расстояния, сделать графические пометки и текстовые замечания. После просмотра модель с замечаниями представитель заказчика (руководитель службы капитального строительства) отправляет обратно в институт главному инженеру проекта. Если замечания принимаются, то в соответствующую модель вносятся необходимые коррективы, и она опять отправляется на согласование. На основе окончательной проектной модели формируются чертежи и спецификации, которые отправляются на печать, оформление и выдачу заказчику.

Чем же привлекательна для заказчика такая технология? Во-первых, трудоемкость рассмотрения сборочной модели значительно ниже, чем множества отдельных комплектов чертежей на бумаге. Во-вторых, согласование проектных решений путем пересылки файлов по информационной сети может происходить очень оперативно в отличие от традиционного способа составления писем-рекламаций и ответа на них. В-третьих, модель может эффективно использоваться при комплектации строительства, выполнении СМР и в ходе эксплуатации построенного объекта.

Постоянно совершенствуя систему управления, необходимо идти по пути создания технологической информационной системы на основе трехмерного моделирования, которую предполагается использовать на

всех стадиях жизненного цикла объекта капитального строительства. В чертежах проектной документации в перспективе отпадет надобность, так как любые виды, разрезы и спецификации могут быть сгенерированы из модели. Появятся понятия: проектная, исполнительная и эксплуатационная модели. По сути, речь идет о создании новой автоматизированной системы управления проектированием, строительством и эксплуатацией объектов капитального строительства.

Объекты капитального строительства после окончания стройки должны оперативно появляться в географической информационной системе. Также следует отметить, что в научной части института освоена технология трехмерного моделирования залежей углеводородного сырья, планируется освоить технологию моделирования скважин от забоя до устья. В этой области тоже следует искать пути стыковки между системами. При проектировании разработки необходимо заранее оценивать проблемы обустройства.

Технология моделирования, изначально основываясь на базе данных отдельных элементов и объектов, может быть связана с системой материально-технического снабжения и сразу после согласования непосредственно из модели могут быть получены заказные спецификации.

Технологию моделирования следует развивать в сторону использования при проектировании не только новых объектов, но и объектов реконструкции путем внедрения технологии лазерного сканирования и создания моделей существующих объектов.

Наряду с развитием новых технологий проектирования, важнейшей задачей, которая на сегодня не реализована в большинстве проектных институтов страны, является разработка и внедрение автоматизированной системы календарного ресурсного планирования на основе норм трудоемкости выполнения проектных работ, ее стыковка с автоматизированной системой управления данными. В ТатНИПИнефть уже есть варианты решения и этой задачи.

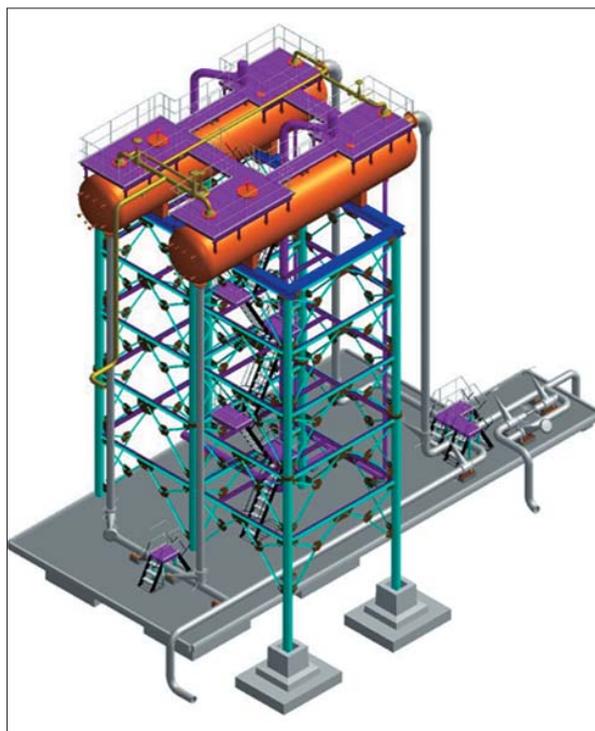


Рис. 5. Сборочная модель нефтегазосепаратора 2 ступени

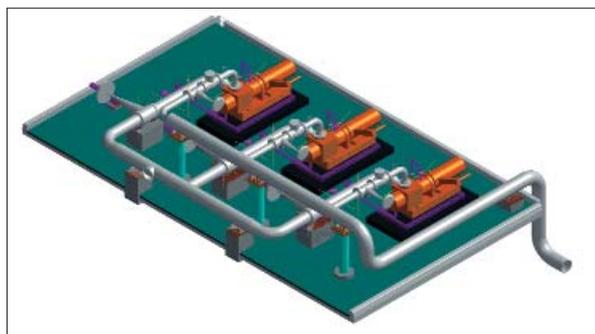


Рис. 6. Сборочная модель насосной станции

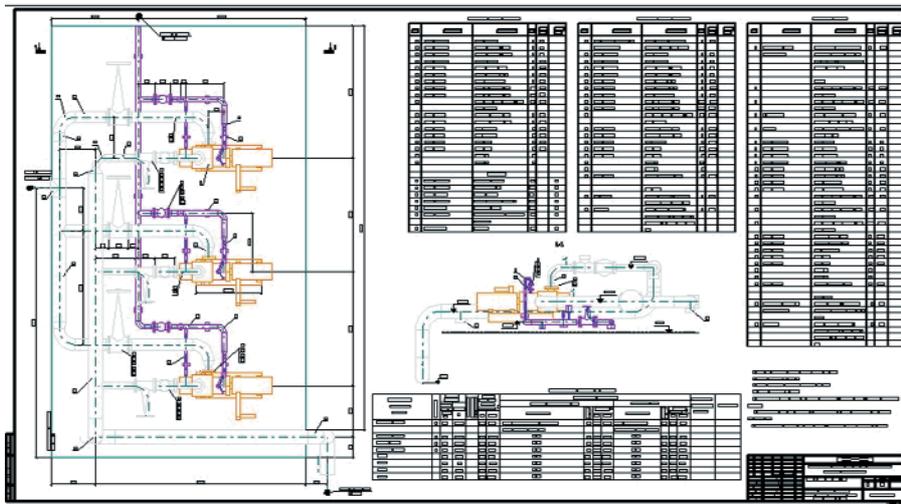


Рис. 7. Чертеж насосной станции

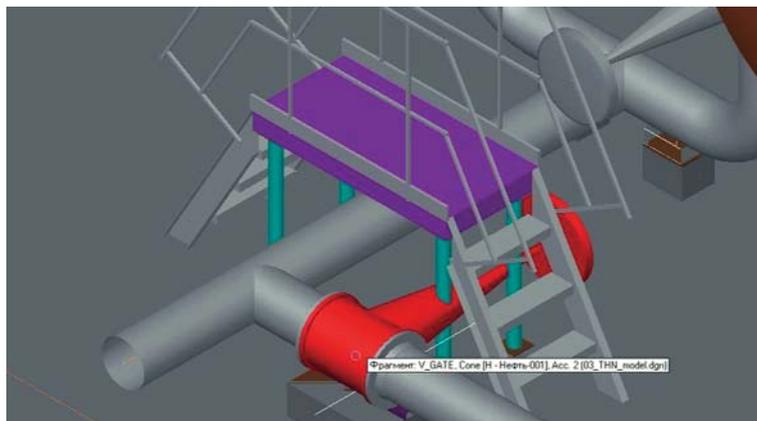


Рис. 8. Результат автоматизированной проверки модели на коллизии

## ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

*Мухаметшин З.А., Зайцев В.М., Колесов С.А.  
(ТатНИПИнефть)*

**Т**атНИПИнефть, основными заказчиками которого являются предприятия ОАО «Татнефть», занимается проектированием объектов обустройства нефтяных месторождений, а также объектов производственного и жилищно-гражданского назначения нефтяного региона Республики Татарстан. Для выполнения указанного спектра проектно-изыскательских работ (далее по тексту – ПИР) необходим набор специалистов более 40 направлений. По каждому направлению специалисты должны быть объединены в группы для обеспечения передачи знаний наиболее опытных работников молодым специалистам. Группы специалистов смежных направлений следует объединять в отделы для обеспечения единого организационного управления. В отделах необходимы технические руководители по направлениям проектирования с квалификацией уровня главного специалиста для обеспечения проведения общетехнической политики и технической учебы. Таким образом, существует минимально необходимая «критическая» численность коллектива проектировщиков, при которой возможно обеспечить достаточно высокий уровень проектных решений.

Сложность управления проектным производством заключается еще и в том, что в выпуске проектной продукции по каждому объекту капитального строительства в большинстве случаев участвуют практически все отделы проектной организации, непосредственно взаимодействующие между собой в ходе выполнения работ. При этом алгоритмы взаимодействия достаточно сложные и отличаются в зависимости от вида проектируемого объекта, кроме того, одновременно выполняется не один, а множество проектов. Основные документы, регламентирующие деятельность – боль-

шое количество обязательных законов, стандартов и норм безопасности, за несоблюдение которых при принятии проектных решений специалисты-проектировщики несут различную ответственность, вплоть до административной и уголовной. Кроме нормативного обеспечения, для принятия проектных решений специалистам необходима достоверная и актуальная информация (номенклатурные каталоги, установочные чертежи, формы опросных листов и т.п.) сотен заводов-изготовителей или поставщиков оборудования и материалов.

Учитывая сложность проектного производства и требования рынка по снижению сроков выполнения ПИР избежать ошибок при проектировании достаточно трудно.

Как же снизить уровень дефектности проектного производства и, как следствие, значительные непроизводительные затраты? Для этого необходимо определить, каковы же причины возникновения ошибок при проектировании. Известно, что на уровень качества проектной продукции основное влияние оказывают три составляющие: организационное управление, способ производства и собственно производство, т. е. исполнение работы. Чтобы выяснить, куда направлять усилия, рассмотрим, какая же из этих составляющих инициирует наибольшую долю затрат на исправление ошибок.

По усредненным данным различных аналитических компаний наибольшая доля затрат приходится на исправление организационных и производственных ошибок (см. таблицу). Реальная же вина исполнителей в ошибках очень незначительна. Здесь учтены только те исполнительские ошибки, которые совершаются в результате чисто человеческих факторов (расстроился, устал и т. п.) или свойств характера (рассеянность, медлительность и т. п.).

Распределение затрат на исправление ошибок

| Типы ошибок      |                 | Причины возникновения ошибок                    | Доля затрат на исправление ошибок |
|------------------|-----------------|---|-----------------------------------|
| Организационные  |                 | Низкая управленческая дисциплина                | 35 %                              |
| Производственные | технологические | Устаревшая трудоемкая технология проектирования | 60 %                              |
|                  | технические     | Недостаточная квалификация персонала            |                                   |
|                  | нормативные     | Недостоверная или устаревшая информация         |                                   |
| Исполнительские  |                 | Низкая исполнительская дисциплина               | 5 %                               |

Производственные ошибки в таблице разделены на три составляющие: технологические, технические и нормативные. Доля затрат каждой из них в производственных типах ошибок в среднем составляет 20%, и это соотношение может несколько меняться порядка 10-15% в ту или иную сторону в зависимости от вида проектной организации (маленькая или крупная, молодая или старая, с узкой или широкой специализацией) и общего уровня квалификации текущего состава специалистов. То же самое касается общего соотношения затрат на исправление организационных, производственных и исполнительских ошибок. Следует отметить, что ошибки производственного характера, в конечном итоге, инициируются в результате принятия или не принятия соответствующих управленческих решений. Поэтому для снижения уровня дефектности проектного производства необходимо самое пристальное внимание уделять совершенствованию метода управления, а не искать виноватых в ошибках среди исполнителей работы.

На многих предприятиях используется метод управления, который чаще всего ищет ответ на вопрос: кто виноват в несоответствии продукции установленным требованиям? В результате «разбора полетов» субъективно выявляются «виновные» (а не причины возникновения ошибок) и, как правило, взыскания получают исполнители (или руководители более низкого уровня). А как видно из предыдущего материала, такие «разносы» не решают проблемы в будущем, не исключают повторного появления аналогичных несоответствий, а значит, и не увеличивают результативность производства. Условия развития рыночных отношений диктуют необходимость перехода на иные методы управления, ориентированные на повышение качества и конкурентоспособности продукции.

Вне зависимости от метода управления и вида экономики понятие «качество» претерпело определенные исторические этапы развития. Первоначальное понятие качества было следующее: с давних пор все усилия направлялись на измерение (проверку, контроль) самого продукта деятельности с целью достижения его высокого (хорошего) качества как такового. В ходе развития технического прогресса пришло понимание того, что для хорошего качества продукции необходимо, кроме тщательного многоступенчатого контроля (измерения), еще и использование совершенной техники и технологии производства. Но со временем выяснилось, что ни в том, ни в другом случае не удастся значительно снизить уровень дефектности конечной продукции и, как следствие, непроизводительные затраты на устранение брака.

Современное понимание в этой области состоит в том, что гарантировать высокий уровень качества может только постоянно совершенствуемая система управления производством, ориентированная не только на выявление и устранение истинных причин возникновения ошибок (брака), но и на предупреждение самой возможности появления таких причин. Иначе говоря, необходима система качественного (правильного) управления, которая позволит, применяя совершенные процессы управления, технику и технологию производства, получить продукцию высокого потребительского качества. Требования к такой системе в настоящее время устанавливает международный стандарт EN ISO 9001:2000 «Quality management systems – Requirements» (ЕН ИСО 9001:2000 «Системы менеджмента качества – Требования»). Российский аналог стандарта – ГОСТ Р ИСО 9001:2000 «Системы менеджмента качества – Требования». Действующие стандарты на системы менеджмента качества основаны на 8

принципах: ориентация на потребителя, лидерство руководителей, вовлечение людей, процессный подход, системный подход к менеджменту, постоянное улучшение, основанный на фактах подход к принятию решений, взаимовыгодные отношения с поставщиками. Эти принципы могут использоваться высшим руководством в качестве «каркаса» для управления своими организациями с целью улучшения их деятельности.

ТатНИПИнефть пошел именно по этому пути с целью создания системы управления проектным производством на основе принципов и требований указанного стандарта. Первоначальный этап создания системы был достаточно трудным, сказывалась исторически сложившаяся привычка руководителей всех уровней управлять по-старому (например, принимать управленческие решения, не обеспечив необходимых для их выполнения ресурсов). После многоступенчатого обучения руководства и сотрудников группы качества приступили к созданию системы, привлекая для этой работы компетентных консультантов. Определили предназначение (миссию) нашей проектной организации: «Обеспечение объектов строительства проектной документацией, гарантирующей их безопасную эксплуатацию». Была разработана система взаимосвязанных процессов, ориентированная на выполнение требований (не противоречащих стандартам и нормам безопасности) и удовлетворение ожиданий наших потребителей (рис. 1).

По результатам опросов наших заказчиков выяснилось, что от нас хотят, чтобы мы улучшали свою деятельность в области снижения сроков проектно-исследовательских работ и постоянно поддерживали достигнутый уровень качества проектной документации (остальные пожелания потребителей необходимо учитывать в работе). На основе этого сформирована поли-



Рис. 1. Система взаимосвязанных процессов



Рис. 2. Сертификат соответствия системы качества требованиям стандарта

тика и определены цели в области качества. Далее была разработана документация, описывающая систему: руководство по качеству, карты процессов, методические инструкции и т. д. Проведены внутренний и консультационный аудиты системы.

Создание системы было завершено, проведен предварительный и сертификационный аудит. Было признано, что система соответствует требованиям стандарта. Сертификат (экземпляры на немецком, русском и английском языках) выданы авторитетным германским органом сертификации «TÜV CERT» (TÜV Thüringen e. V.), признаваемым в большинстве развитых стран мира (рис. 2). Тем самым было положено начало перехода на более совершенный и результативный метод управления проектным производством. Руководителям разного уровня все больше приходит понимание того, что надо делать все правильно с первого раза. Один из основоположников философии качества Деминг по этому поводу говорил: «Тот, кто допускает дефекты, затем и оплачивает их появление...».

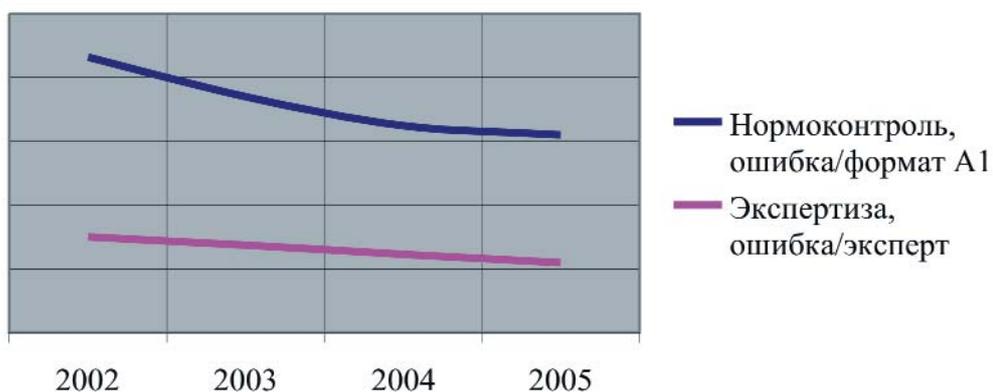


Рис. 3. Уровень отказов проектно-изыскательского производства

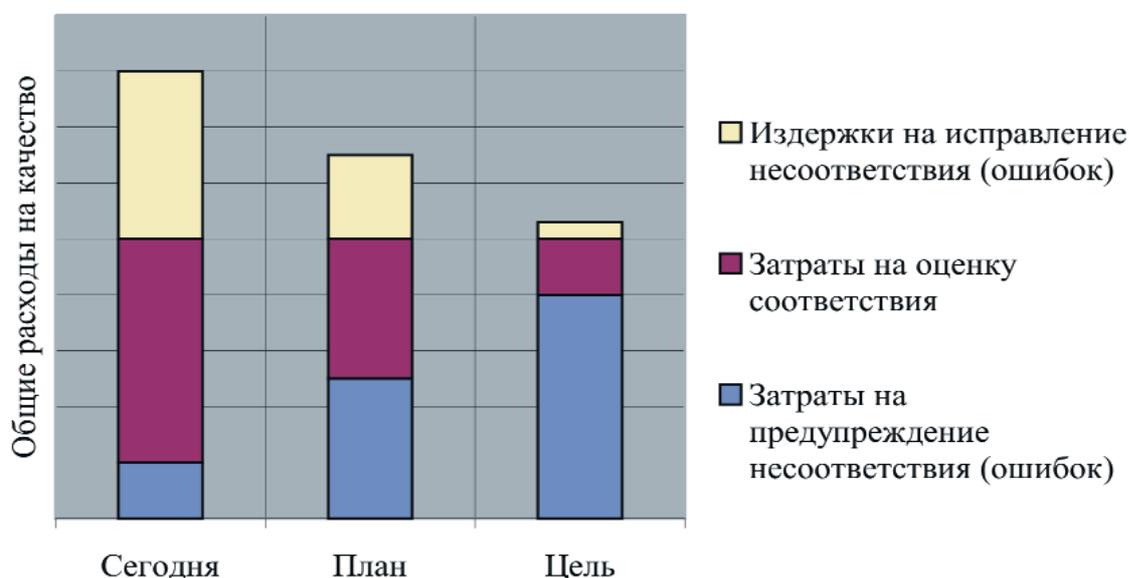


Рис. 4. Планируемая динамика изменения структуры расходов на качество

Следует отметить, что степень совершенства системы (т. е. ее неотъемлемых свойств: устойчивость, целостность, достижимость целей и т.п.) зависит не столько от ее соответствия требованиям стандарта, сколько от метода ее создания. Если привлечь для создания системы подготовленных в области качества специалистов, которые опишут ее в документации, то такая система, даже соответствующая требованиям стандарта, будет иметь низкий уровень совершенства (т. е. низкую устойчивость, мнимую целостность, труднодостижимость поставленных целей и т.п.). Опыт подсказывает, что создавать систему управления лучше методом привлечения ответственных руководителей всех уровней и, в первую очередь, высшее руководство, к выявлению и описанию процессов, к разработке различных управляющих процедур. А только потом проводить консультацион-

ный аудит системы. В этом случае, как показывает практика, система получается более совершенной и позволяет целенаправленно двигаться по пути снижения непроизводительных затрат на исправление ошибок.

Созданная в институте система менеджмента качества в области проектно-изыскательского производства дала определенные результаты. Применяются статистические методы обработки фактографических данных для анализа, выявления «узких мест» в производстве и принятия наиболее эффективных управленческих решений по корректирующим и предупреждающим мероприятиям. В кратчайшие сроки была освоена и внедрена в промышленную эксплуатацию технология автоматизированного трехмерного моделирования объектов капитального строительства, которая является новым способом проектирования, ориенти-

рованным на улучшение качества проектных решений. Запланировано создание системы автоматизированного ресурсного календарного планирования ПИР с целью повышения его эффективности. Относительное количество ошибок, выявленных в проектной документации в результате внутреннего нормоконтроля и внешней экспертизы (рис. 3), с момента создания системы менеджмента качества стало неуклонно снижаться, что свидетельствует о правильной ориентации на новые методы управления проектным производством.

Для дальнейшего совершенствования системы управления проектным производством необходимо изменить структуру затрат на качество (рис. 4). Ни у кого не вызывает сомнения, что затраты на исправление ошибок, обнаруженных в результате внутренних проверок и внешней экспертизы, необходимо стремиться снизить до уровня случайного статистического разброса, связанного с чисто человеческим фактором, то есть эти издержки в идеале должны стремиться к нулю. Однако, эти затраты трудно определить, так как их бухгалтерский учет просто не ведется и сметы на «скрытое производство» не составляются. На сегодня это одна из основных проблем экономики качества и следует искать пути ее решения.

Затраты на оценку соответствия состоят из расходов на внутренний входной, промежуточный, выходной контроль и внешнюю экспертизу проектной продукции; поддержание точности измерительного оборудования; контроль и испытание материалов; оценку состояния материальных запасов для выпуска продукции и т.п. Эти затраты легко учитываются и являются постоянными. Однако их можно снижать, например, за счет минимизации точек промежуточного контроля, улучшения методов планирования, совершенствования контрольных операций и т.п. Совсем без этих затрат обойтись нельзя (например, государственная экспертиза), но они должны быть минимально необходимыми.

Затраты на предупреждение несоответствия состоят из расходов на планирование качества; анализ новой продукции; планирование и регулировку технологического процесса; аудиты качества; оценку качества поставщиков; внедрение новых технологий проектирования; обучение персонала и т.п. Эти затраты тоже легко учитываются, но их необходимо наращивать, поскольку они направлены на снижение издержек по исправлению брака, и они должны быть максимально необходимыми.

Для того, чтобы выяснить вопрос о влиянии качества проектных решений на экономику нефтегазодобывающей компании, рассмотрим организационную структуру строительного комплекса. Все объекты капитального строительства, которые окружают каждого человека в повседневной жизни, преодолевают одинаковые этапы инвестиционного процесса, причем в определенной последовательности. При этом результаты завершения одного этапа являются исходными данными для выполнения следующего. В укрупненном виде инвестиционный процесс состоит из следующих этапов.

### *1 этап – предпроектные работы для обоснования инвестиций в строительство:*

- разработка инвестиционного замысла на основе маркетинговой информации и исследований. Результат – бизнес-план (инвестиционный проект) с предложением вариантов о размещении объекта, решение инвестора о целесообразности инвестирования.
- разработка ходатайства (декларации) о намерениях. Результат – ходатайство (декларация) о намерениях, решение органа исполнительной власти с предложениями по вариантам земельного участка для размещения объекта, предварительные технические условия и требования по размещению объекта.
- разработка, согласование, экспертиза и утверждение документации обоснования инвестиций. Результат – материалы обоснований инвестиций, заключение государственной экспертизы по обоснованиям инвестиций, акт выбора земельного участка (площадка, трасса), решение органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта, лицензия на комплексное природопользование.

### *2 этап – проектные работы для строительства:*

- разработка, согласование, экспертиза и утверждение проектной документации на строительство. Результат – комплект разделов (томов) проектной документации, заключение государственной экспертизы по проектной документации, акт на владение землей или договор аренды земельного участка под строительство, разрешение на производство строительно-монтажных работ.
- разработка рабочей документации. Результат – комплекты рабочей документации, выбор строительного подрядчика.

### 3 этап – строительно-монтажные работы.

Результат – законченный строительством объект инвестиций, комплекты исполнительной и технической документации по эксплуатации, акт приемки-сдачи объекта строительства в эксплуатацию, документация на владение недвижимостью.

### 4 этап – эксплуатация (ремонт, восстановление, техническое перевооружение) объекта строительства.

Результат – комплекты эксплуатационной (рабочей) документации, выпускаемая продукция или оказываемые услуги.

### 5 этап – ликвидация (перепрофилирование, утилизация) объекта строительства.

Результат – проект ликвидации (перепрофилирования, утилизации) объекта, бизнес-план нового инвестиционного проекта (т. е. переход к 1 этапу).

Документация обоснования инвестиций (геолого-разведка, подсчет запасов, технологическая схема разработки, проект бурения, оценка воздействия на окружающую среду и экономическая эффективность инвестиций) – результат научно-исследовательских работ (НИР), которые выполняет институт. Обоснование инвестиций – самый важный этап инвестиционного процесса для объектов нефтегазодобычи (далее по тексту – НГД), без которого нельзя обойтись.

Влияние качества обосновывающих и особенно конкретных проектных решений на экономику трудно переоценить. Даже несовершенные проектные решения, не говоря о технических ошибках, ведущих к нарушению требований социальной, экологической и экономической безопасности, могут привести к значитель-

ным потерям на стадии выполнения строительно-монтажных работ (далее по тексту – СМР) и последующей эксплуатации объектов. Стоимость исправления несовершенных технических решений и ошибок, обнаруженных на стадии проверки и экспертизы предпроектной и проектной документации, сама по себе значительно влияет на экономику собственно научно-исследовательского и проектно-изыскательского производства института. Но стоимость исправления проектных ошибок, обнаруженных только на стадии строительства и, тем более, эксплуатации значительно выше (рис. 5). На эту тему еще в начале XVIII века царь Петр Первый в своем указе говорил так: «Все прожекты зело исправны быть должны, дабы казну зряцно не засорять и отечеству ущерб не чинить. Кто прожекты станет абы как ляпать, того чина лишу и кнутом драть велю».

Для реального снижения на стадиях строительства и эксплуатации непроизводительных затрат следует максимально инвестировать в научно-исследовательское и проектно-изыскательское производство института для создания и совершенствования систем менеджмента качества с целью предупреждения возможных обосновывающих и проектных ошибок. На этой основе возможно создание эффективной корпоративной системы менеджмента качества, охватывающей области деятельности на всех стадиях инвестиционного процесса нефтегазодобывающей компании (рис. 6).

Таким образом, созданная в институте система менеджмента качества в области ПИР, соответствующая требованиям международного стандарта ИСО 9001:2000 и дающая положительную тенденцию снижения проектных ошибок (рис. 3), является базой для создания комплексной системы менеджмента качества ОАО «Татнефть», направленной на повышение результативности и конкурентоспособности компании.

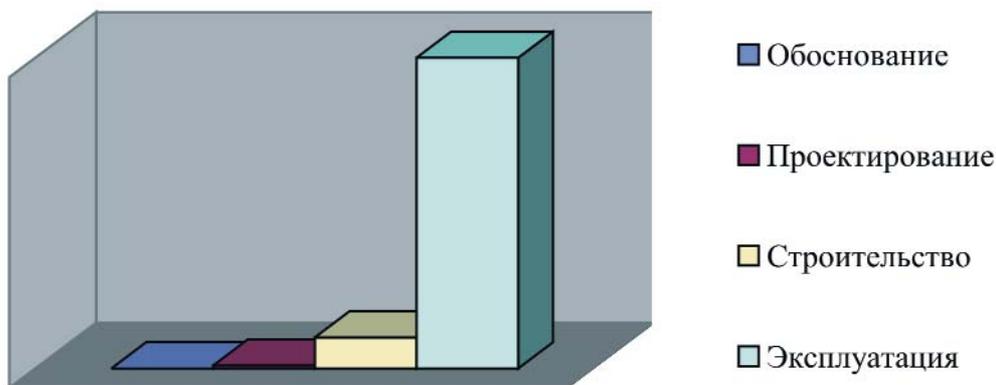


Рис. 5. Динамика роста стоимости исправления проектной ошибки

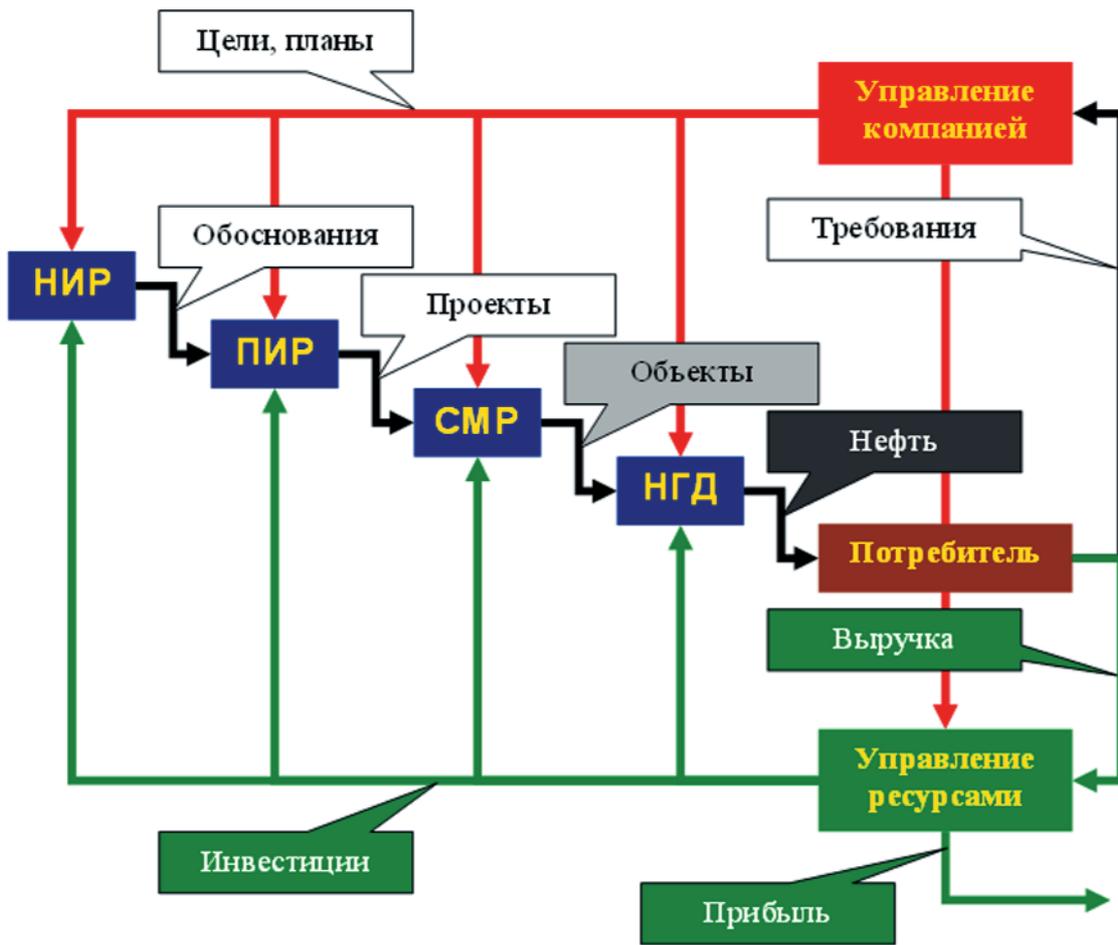


Рис. 6. Прототип системы взаимосвязанных процессов ОАО «Татнефть»

## ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК

*Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В.  
(ТатНИПИнефть), Гнедочкин Ю.М.  
(ООО «Теплогаз»), Блохин В.Н. (ТатНИПИнефть)*

**В**ажным элементом повышения эффективности теплоэнергетического оборудования являются теплообменники.

Главной задачей исследования было создание простой и недорогой конструкции теплообменника, за счет упрощения получения теплообменных секций, снижения металлоемкости, увеличения межремонтного периода и периода обслуживания.

Техническая задача решается конструкцией теплообменника, содержащей идентичные теплообменные секции в виде пучков труб, которые подключены к общим коллекторным камерам трубной и межтрубной сред, оснащенных соответствующими фланцами, скрепленными с расположенными между камерами трубными решетками, перпендикулярно которым установлены перегородки, образующие отсеки, сообщающие смежные теплообменные секции.

Новым в конструкции является то, что коллекторная камера трубной среды оснащена ультразвуковым излучателем, а теплообменные секции образованы установленными перпендикулярно трубным решеткам разделителями, образующими сектора коллекторной камеры межтрубной среды. При этом разделители оборудованы окнами, обеспечивающими поток межтрубной среды в противоположном направлении, потоку трубной среды.

На рис. 1 изображен внешний вид теплообменника с частичным разрезом.

На рис. 2 – разрез А-А теплообменника с четырьмя теплообменными секциями.

На рис. 3 – разрез Б-Б теплообменника с четырьмя теплообменными секциями.

На рис. 4 – разрез В-В теплообменника с четырьмя теплообменными секциями.

Теплообменник состоит из идентичных теплообменных секций 1 (рис. 3) в виде пучков труб 2, которые подключены к общим коллекторным камерам трубной 3 (рис. 1) и межтрубной 4 сред, оснащенных соответствующими фланцами 5 и 6, скрепленными с расположенными между камерами трубными решетками 7. Перпендикулярно трубным решеткам 7 установлены перегородки 8, образующие отсеки 9 (рис. 2 и 4), сообщающие смежные теплообменные секции 1 (рис. 3). Одна коллекторная камера трубной среды 3 (рис. 1) дополнительно оснащена ультразвуковым излучателем 10. Теплообменные секции 1 (рис. 3) образованы установленными перпендикулярно трубным решеткам 7 разделителями 11, образующими сектора коллекторной камеры межтрубной среды 4 (рис. 1). Разделители 11 оборудованы окнами 12, обеспечивающими поток межтрубной среды в противоположном направлении потоку трубной среды.

Теплообменник работает следующим образом.

Поток трубной среды (например, холодная вода) проходит по коллекторным камерам трубной среды 3 (рис. 1) и пучкам труб 2 с трубными решетками 7, которые установлены между фланцами 5 и 6. В коллекторных камерах трубной среды 3 (рис. 2 и 4) установлены перегородки 8, образующие отсеки 9, которые соединяют гидравлически смежные теплообменные секции 1 так, что направляют поток трубной среды по пучкам труб 2 теплообменных секций 1 (рис. 3) только в одном направлении (по часовой стрелке либо против часовой стрелки). Поток межтрубной среды одновременно в одной из коллекторных камер 3 (рис. 1) обрабатывается ультразвуковыми волнами, которые генерируются ультразвуковым излучателем 10 для замедления процесса отложения накипи и

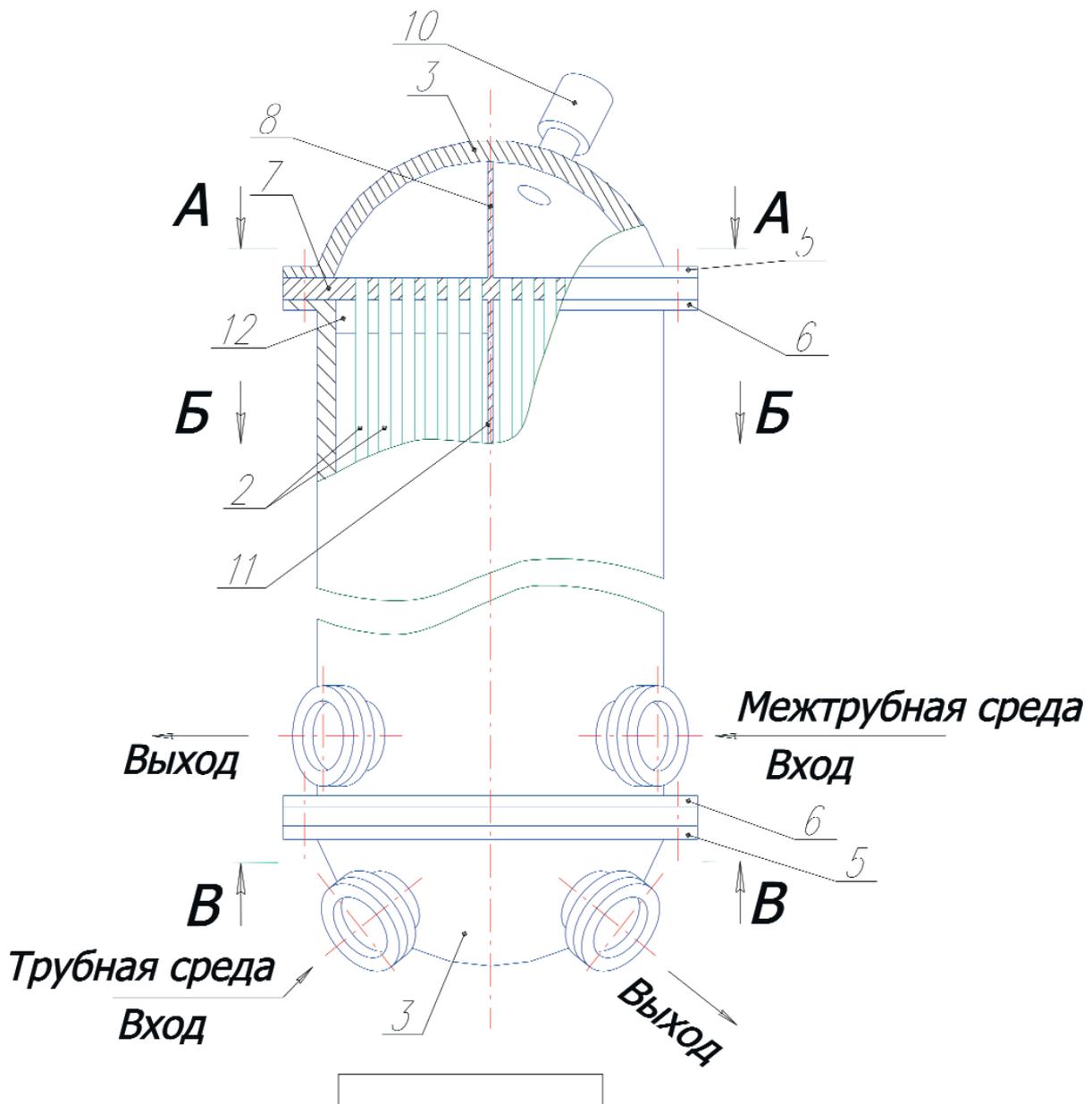


Рис. 1. Теплообменник

осадка в несколько раз (см. журнал «Новости тепло-снабжения» №10 2002 год, стр. 44-45) в пучках труб 2. Поток межтрубной среды (например, горячая вода) при этом проходит в коллекторной камере межтрубной среды 4 через окна 12 разделителей 11 по теплообменным секциям 1 (рис. 3) в направлении противоположном потоку трубной среды. В результате происходит теплообмен, т. е. одна из сред нагревается, а другая – охлаждается. Причем количество теплообменных секций 1, необходимых для теплообмена, определяется количеством секторов, на которые разбита

разделителями 11 коллекторная камера межтрубной среды 4.

Конструкция теплообменника дешева и проста в изготовлении, с большим, чем аналоги, межремонтным периодом и периодом обслуживания за счет обработки трубной среды ультразвуковыми волнами (на практике в 8-10 раз).

Для обследования эффективности ультразвуковой защиты компаундированного кожухотрубного подогревателя, изготавливаемого предприятием ООО «ПСР

Теплогаз», был использован ультразвуковой однонаправленный генератор. Он был установлен и соединен с подогревателем по схеме, указанной заводом-изготовителем. Перед включением в работу подогреватель был осмотрен. На поверхности нагрева накипь отсутствовала.

Подогреватель был включен в работу для нагрева воды, поступающей в систему горячего водоснабжения корпуса №4 ПГТУ. Обогрев подогревателя осуществлялся сетевой водой Пермской ГЭС. Нагреву подлежала водопроводная вода Чусовского водозабора Перм-

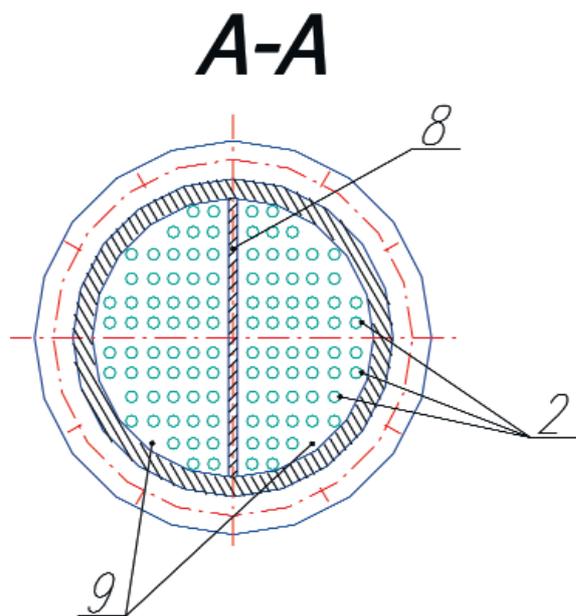


Рис. 2. Разрез А-А

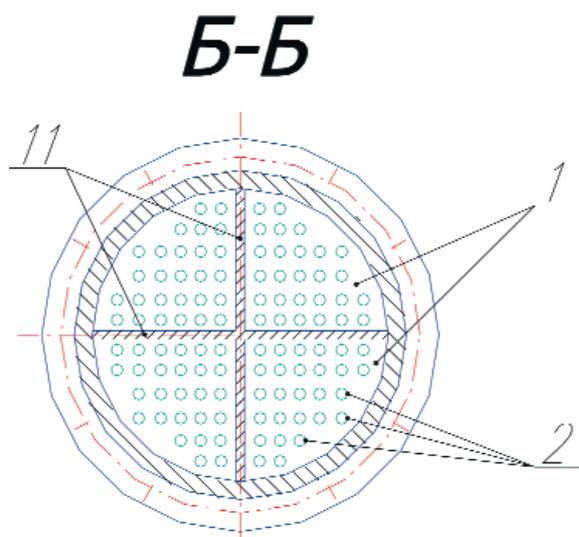


Рис. 3. Разрез Б-Б

ского городского водопровода.

Испытание продолжалось с 1 ноября 2002 г. Режим работы подогревателя за время испытания описан в табл. 1.

В табл. 2 приведены результаты расчетов интенсивности карбонатного накипеобразования при отсутствии ультразвуковой защиты.

Суммарная масса карбонатных отложений рассчитана по табл. 2 – 5,654 кг/м<sup>2</sup>, что соответствует теоретической суммарной толщине слоя карбонатной накипи в критической точке – 2,262 мм.

1 июля 2003 г. подогреватель был отключен и разобран. При осмотре разобранного подогревателя было установлено, что накипь на поверхности нагрева (внутренняя поверхность латунных трубок) полностью отсутствует. В результате выполненной работы можно сделать вывод об эффективности конструкции компаундированных подогревателей. При работе на неумягченной воде и ультразвуковой защите карбонатная накипь на поверхности нагрева отсутствует.

В настоящее время для систем отопления и ГВС применяются теплообменные аппараты, состоящие из латунных труб диаметром  $D_H/D_B = 16/14$  мм, причем эти трубы, как правило, являются гладкими. Такие аппараты не могут выдержать конкуренцию с пластинчатыми теплообменниками.

Переход на трубы вдвое меньшего диаметра (с 16 на 8 мм), что технически вполне выполнимо, использование имеющихся методов интенсификации теплообмена (круглых и витых труб с кольцевыми турбулизаторами, спиральных перегородок), позволяет в 3,5-5,5 раза уменьшить объем аппаратов.

Расчет проведен для стандартных условий: скорость воды в трубах и межтрубном пространстве  $w=1$  м/с, температурный напор  $\Delta T=10^\circ\text{C}$ , при средних температурах горячей и холодной воды соответственно 75 и 65 °С.

Из расчетов видно, что выпускаемый трубчатый аппарат примерно в 2 раза менее эффективен, чем пластинчатый. Переход на трубы диаметром 8-7 мм делает его вполне сопоставимым с пластинчатым, даже при отсутствии какой-либо интенсификации теплообмена, и увеличивает в 1,3-2,2 раза тепловую мощность аппарата, делая ее в 1,9-3,1 раза больше, чем для пластинчатых теплообменников.

Следует отметить, что даже при сохранении диаметра используемых труб 16 мм, применение интенсификации теплообмена позволяет получить коэффициент теплопередачи  $k=3030-5100$  Вт/м<sup>2</sup>·К и тепловую мощ-

Таблица 1

**Режим работы компаундированного подогревателя конструкции «ПСП Теплогаз» во время испытаний ультразвуковой защиты от карбонатного накипеобразования**

| Месяц   | Содержание кальция, мг-экв./л | Гидрокарбонатная щелочность, мг/экв./л | Показатель рН | Средняя температура нагрева, °С |
|---------|-------------------------------|--|---------------|---------------------------------|
| Ноябрь  | 5,5                           | 4,06                                   | 7,0           | 70                              |
| Декабрь | 10,0                          | 7,01                                   | 7,0           | 70                              |
| Январь  | 9,7                           | 7,32                                   | 7,0           | 70                              |
| Февраль | 11,3                          | 8,44                                   | 7,0           | 70                              |
| Март    | 12,2                          | 8,45                                   | 7,0           | 70                              |
| Апрель  | 11,2                          | 7,93                                   | 7,0           | 70                              |
| Май     | 1,25                          | 0,61                                   | 7,0           | 70                              |
| Июнь    | 1,9                           | 1,62                                   | 7,0           | 70                              |

ность, составляющую 0,63-1,08 от мощности пластинчатого теплообменного аппарата, т.е. сделать их конкурентоспособными.

Таким образом, при разработке четырехходового кожухотрубного подогревателя с ультразвуковым генератором решены следующие задачи:

- уменьшена длина теплообменника в 2 раза за счет четырехходового движения жидкости по трубному и межтрубному пространствам;
- уменьшен вес аппарата и его теплоотдача в окружа-

ющую среду за счет четырехходового и противоточного движения жидкости;

- теплообменник установлен вертикально, что позволяет экономить производственные площади;
- в верхней части теплообменника установлен ультразвуковой излучатель, который защищает теплообменник от карбонатных накипеобразований;
- применение поперечной накатки на трубах и проволочной навивки вверху позволяет увеличить коэффициент теплообмена в 1,3-1,5 раза.

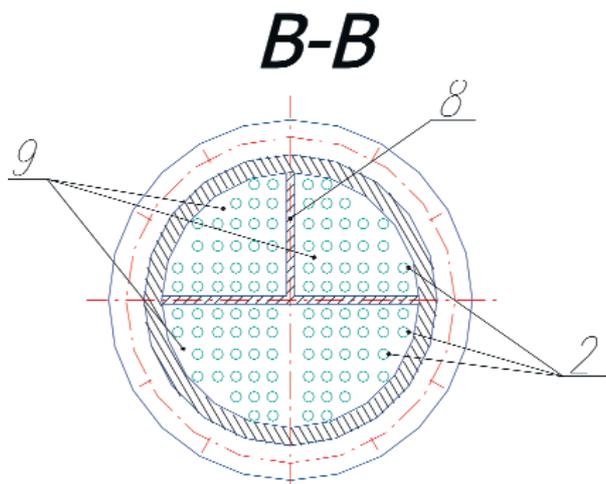


Рис. 4. Разрез В-В

Таблица 2

**Расчетное количество карбонатной накипи без ультразвуковой защиты**

| Месяц   | Интенсивность накипеобразования, мг (ч.м <sup>3</sup> ) | Масса накипи за месяц, кг/м <sup>3</sup> |
|---------|---|--|
| Ноябрь  | 384,17  | 0,277                                    |
| Декабрь | 1206,00   | 0,897                                    |
| Январь  | 1221,55   | 0,909                                    |
| Февраль | 1640,78   | 1,103                                    |
| Март    | 1773,56   | 1,320                                    |
| Апрель  | 1527,99   | 1,100                                    |
| Май     | 13,12   | 0,010                                    |
| Июнь    | 52,35   | 0,038                                    |

## РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ ПО ДЕГАЗАЦИИ ВОДЫ НА ОСНОВЕ СВЕРХЗВУКОВЫХ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫХ ЭЖЕКТОРОВ

Кунеевский В.В. (ТатНИПИнефть), Косс А.В. (АНО «Аспект-Конверсия»), Гнедочкин Ю.М. (ООО «Теплогаз»), Блохин В.Н. (ТатНИПИнефть)

В современных условиях необходимым фактором экономически эффективного функционирования промышленных предприятий является рациональное использование тепловой энергии, т.е. оптимизация затрат на ее производство и доставку тепла потребителям.

Правильная обработка воды, основного из используемых теплоносителей, чрезвычайно важна для оптимальной работы тепловой сети. Водоподготовка сказывается на эксплуатационных расходах системы и ее сохранности от воздействия коррозии, и, следовательно, она влияет на срок службы теплосети и котельного оборудования.

Хорошо известно, что жесткость циркуляционной воды является причиной образования плотных кольцевых отложений в виде накипи в котлах, теплообменниках и трубопроводах, что значительно усложняет работу котельной. В связи с этим подпиточная вода должна быть умягчена или обессолена.

По результатам исследований Датского совета по централизованному теплоснабжению «Новости ДСИТ»-2002 Оле Кристенсен и Свен Андерсен описали зависимость расхода топлива от расхода накипи (рис. 1 и 2).

Как показали расчеты, в жаротрубных котлах один миллиметр накипи при высоких тепловых нагрузках в жаровой трубе увеличивает температуру стенки на 100-120°C. При толщине накипи 3 мм и более температура металла достигает уже 500°C и более, при этом углеродистая сталь теряет свою прочность, и на жаровых трубах появляются вздутия, трубные решетки поворотной камеры коробятся, а трубы газотрубных пучков перегорают. Последние исследования показа-

ли, что осадки, состоящие из органических веществ (например из биологической пленки), обладают теплоизоляционным эффектом, примерно в 4 раза превышающим эффект обычной кальциевой накипи.

Анализ эксплуатационных характеристик и тепловые расчеты современных жаротрубных котлов показали, что при снижении давления ниже расчетного до 0,2-0,3 МПа температура насыщения уменьшается, а интенсивность кипения увеличивается. Это приводит к более интенсивному накипеобразованию даже при сравнительно небольшой жесткости в исходной воде 1-3 мг экв/кг. Наоборот, в некоторых котлах, где плотность теплового потока находится на уровне 1000 кВт/м<sup>2</sup>, при увеличении давления 0,8÷0,9 МПа, кипение вод не наблюдается, и температура стенки не превышает 180-185°C.

Вышесказанное позволяет сделать вывод, что для надежной и высокоэкономичной работы жаротрубных котлов обязательно требуется умягченная питьевая вода.

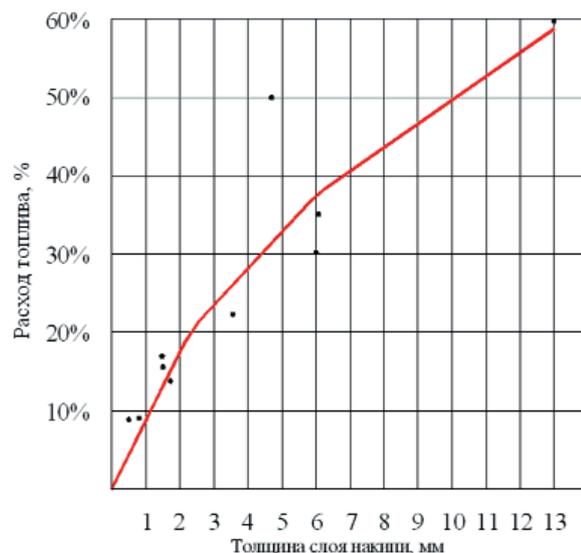


Рис. 1. Зависимость расхода топлива от роста образования накипи в котле

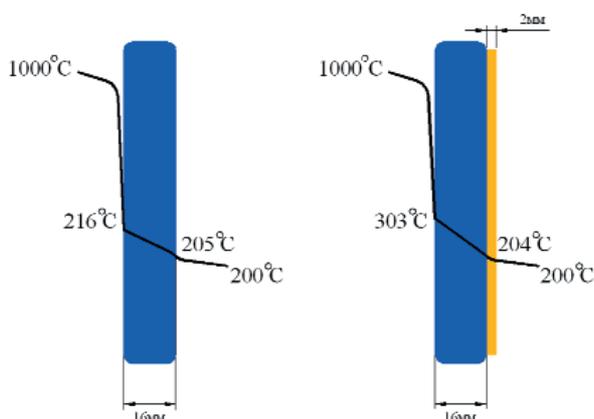


Рис. 2. Передача тепла через поверхность нагрева с накитью или без накипи

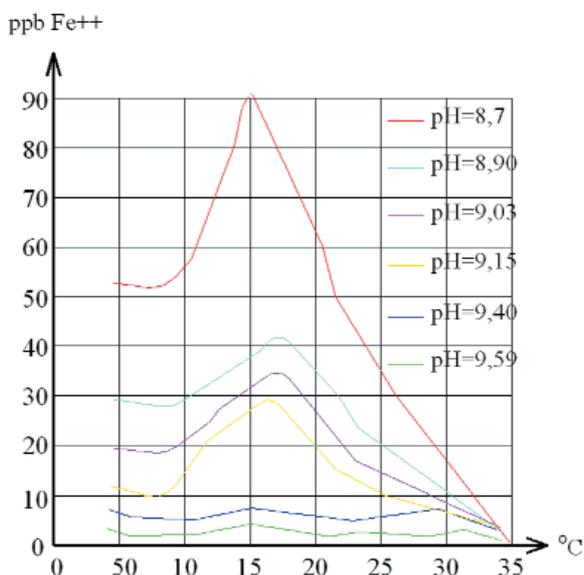


Рис. 3. Зависимость растворимости магнетита от значения pH и температуры

Концентрация водородных ионов pH – один из важных показателей качества воды, по которому можно определить, – щелочная или кислая. Классификацию воды по величине pH можно представить так:

|                                    |       |        |
|------------------------------------|-------|--------|
| Степень кислотности или щелочности | ..... | pH     |
| Кислая                             | ..... | 1-3    |
| Слабокислая                        | ..... | 4-6,5  |
| Нейтральная                        | ..... | 7      |
| Слабощелочная                      | ..... | 7,5-10 |
| Щелочная                           | ..... | 11-14  |

При приготовлении воды для энергетических целей представляют интерес те газы, которые могут вызвать коррозию металла. К таким газам, встречающимся в

природных водах, относятся кислород, углекислота, сероводород, аммиак.

Растворенный в воде кислород (попадающий в основном из воздуха) является главным коррозионным агентом, вызывающим неполадки в работе энергетического оборудования.

Особый интерес представляет углекислота, которая в природных водах встречается в виде свободной углекислоты, представляющей собой растворенный в воде газ  $\text{CO}_2$ , полусвязанной углекислоты, т.е. в виде бикарбонатных ионов  $\text{HCO}_3^-$ , в некоторых случаях в виде связанной углекислоты, т.е. в виде карбонатного иона  $\text{CO}_3^{2-}$ .

Наличие в воде углекислоты в виде  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}$  зависит от pH среды, температуры. Для поддержания в растворе определенной концентрации бикарбонатных ионов необходимо присутствие свободной углекислоты, называемой равновесной.

Если количество свободной углекислоты в воде больше ее равновесной концентрации, то избыток  $\text{CO}_2$  называют агрессивной углекислотой, вызывающей коррозию металла, разрушение бетона, растворение карбоната кальция по реакции  $\text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ . Значение pH для циркуляционной воды поддерживается на уровне 9,8, при этом допускается отклонение в диапазоне  $\pm 0,2$ . Столь низкий интервал для pH выбран исходя из того, что при высоком значении pH обеспечивается защита стали (рис. 3).

Из рис. 3 видно, что чем выше значение pH, тем ниже растворимость магнетита. Минимальное значение pH должно составлять 9,6.

В новых стандартах особый акцент ставится на подготовку подпиточной воды, деаэрацию и корректировку уровня pH. На практике рекомендации относительно циркулирующей воды не отличаются одни от других, тем не менее, были сделаны многочисленные комментарии для применения этих рекомендаций, а именно:

- нельзя забывать о диффузии кислорода в воду при использовании накопительных баков (надо использовать азотную подушку вместо паровой, или плавающую диафрагму, которая предотвращает проникновение кислорода в воду);
- следует помнить о возможном росте бактерий (нельзя применять сульфит в качестве поглотителя кислорода, поскольку он представляет собой питательную среду для некоторых видов бактерий);
- рекомендуется использовать воду из установок обратного осмоса в обратном трубопроводе вместо

обычной умягченной воды для снижения уровня аммиака (аммиак вызывает коррозию меди при наличии даже небольших объемов кислорода);

– следует помнить об образовании отложений в баках-аккумуляторах и неработающих котлах.

Предлагается новый способ очистки и умягчения воды в системах горячего водоснабжения и отопления. Предлагаемая нами схема содержит установку по дегазации и умягчению воды, разработанную на основе сверхзвуковых эжекторов (рис. 4).

Задачей установки является повышение эффективности процессов дегазации, умягчения воды, удаление биологической пленки, а также снижение габаритов и материалоемкости установки за счет применения сверхзвуковых жидкостно-газовых эжекторов.

Установка содержит подводящую и отводящую магистраль, запорно-регулирующую и измерительную аппаратуры, насос, бак, по меньшей мере, два контура, снабженных соединенными между собой сверхзвуковыми жидкостно-газовыми эжекторами, которые установлены вертикально приемными камерами вверх. Приемные камеры эжекторов непосредственно связаны между собой парогазовым трубопроводом. При этом первый контур предназначен для обрабатываемой воды, а второй – для циркулирующей рабочей жидкости. Второй контур содержит циркуляционную магистраль, связанную с баком для циркулирующей жидкости, снабженным в нижней части теплообменником.

Способ обработки воды с помощью данной установки включает подачу воды под давлением к сопловому блоку жидкостно-газового эжектора с образованием в камере смешения эжектора сверхзвуковой двухфазной смеси воды и выделившихся из нее газов и паров, при одновременном вакуумировании приемной камеры эжектора за счет использования второго сверхзвукового эжектора, установленного параллельно первому в независимом контуре, с обеспечением циркуляции рабочей жидкости в контуре, отвод парогазовой фазы через парогазовый трубопровод, непосредственно соединяющий приемные камеры эжекторов. При этом обрабатываемую воду подают к эжектору под давлением, обеспечивающим безотрывное течение сверхзвуковой двухфазной смеси в камере смешения эжектора, в процессе вакуумирования его приемной камеры и при температуре обрабатываемой воды, превышающей температуру рабочей жидкости в контуре эжектора, предназначенного для вакуумирования.

Установка позволяет производить эффективную дегазацию воды при минимально возможных энергетических затратах.

На рис. 5 представлен эжектор первого контура установки, имеющий следующее соотношение размеров: длина приемной камеры 1 эжектора не менее, чем в три раза превышает ее внутренний диаметр; внутренний диаметр приемной камеры эжектора не менее, чем в три раза превышает наружный диаметр трубки подачи обрабатываемой среды 2; длина конфузора эжектора, состоящего из двух конусообразных частей 3 и 4 составляет 0,5–5 диаметра камеры смешения эжектора, причем, первая часть 3 с углом раскрытия  $\alpha_1=90-120^\circ$ , а вторая 4 – с углом раскрытия  $\alpha_2=90-30^\circ$ ; диаметр парогазового трубопровода 5 в месте соединения с приемной камерой эжектора равен не менее 0,5 диаметра приемной камеры эжектора; расстояние от трубки подачи обрабатываемой среды до камеры смешения 6 не превышает 5 диаметров камеры смешения.

Работа устройства для дегазации горячей воды с производительностью 3 м<sup>3</sup>/ч. продемонстрирована на рис. 4.

В первом контуре вода с температурой не менее 48°C ( $P_s=82$  мм. рт. ст.) поступает из магистрали подвода обрабатываемой воды 2 к электронасосу 1, который повышает ее давление до 0,6 МПа, а затем по трубопроводу 4 к трубке подачи воды 5, установленной в приемной камере 6 эжектора первого контура 7. При этом в приемной камере 6 поддерживается низкое давление за счет работы второго контура, связанного с первым через парогазовый трубопровод с запорно-регулирующими устройствами 9. Таким образом, вода на выходе из трубки подачи воды 5 попадает в зону (приемная камера 6) низкого давления и мгновенно вскипает, что приводит к образованию двухфазной паро-газожидкостной смеси. На выходе из эжектора первого контура 7 течет обработанная вода с давлением  $P_{\text{вых}} > 0,16$  МПа, которая отводится по магистрали отвода обработанной воды 8.

Во втором контуре (в качестве рабочей жидкости выбрана вода) рабочая жидкость с температурой не более 35°C ( $P_s=41$  мм.рт.ст.) циркулирует по замкнутому контуру: электронасос 15; трубка циркуляционной магистрали 13; трубка подачи циркулирующей рабочей жидкости 12; приемная камера 11 второго эжектора 10; бак циркулирующей жидкости 14; электронасос 15. При этом в приемной камере 11 второго эжектора 10 создается вакуум, соответствующий давлению, при котором закипает жидкость второго контура. В

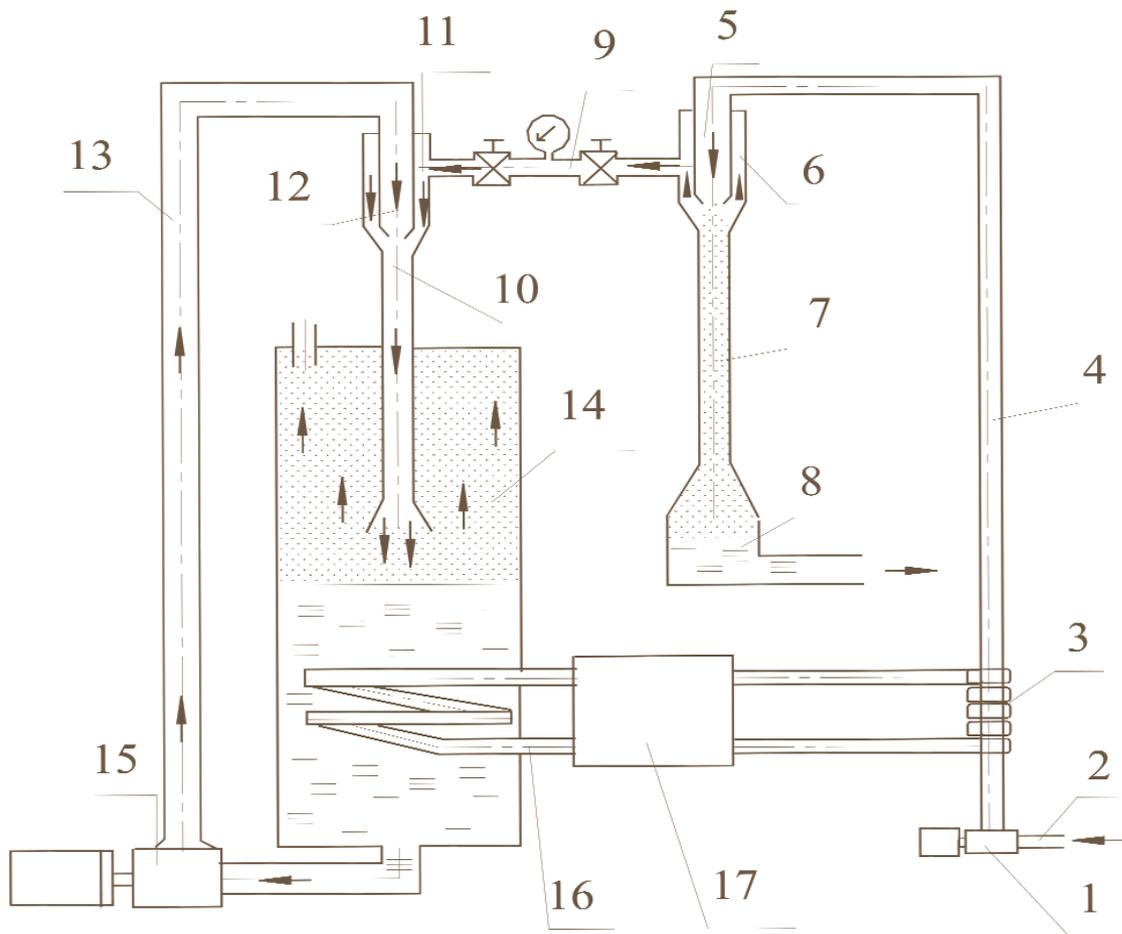


Рис. 4. Устройство для дегазации горячей воды

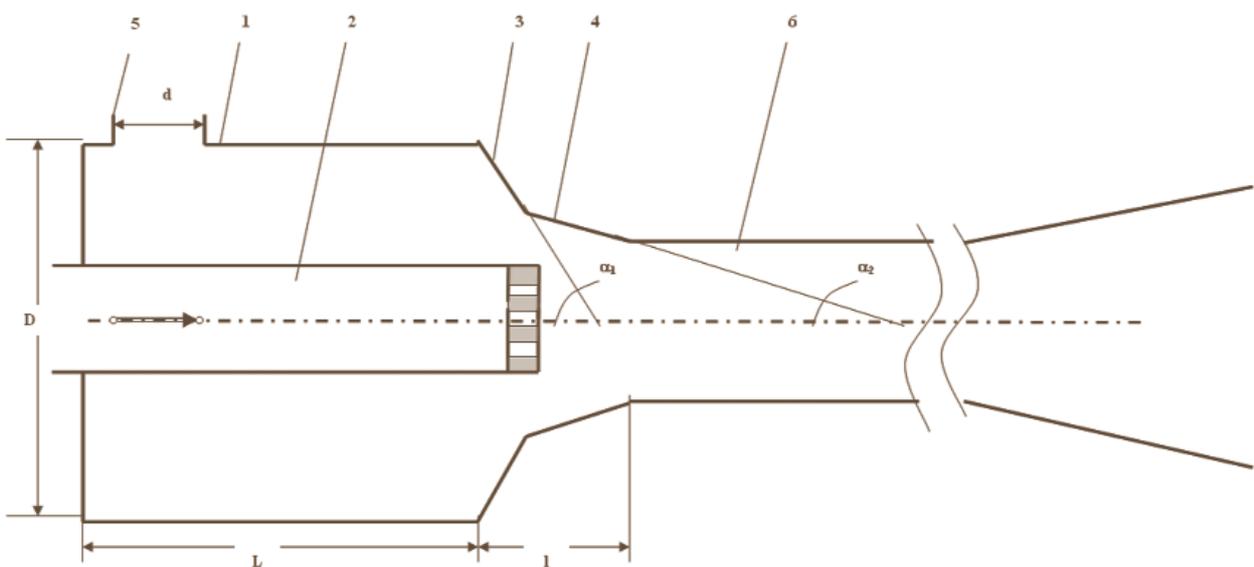


Рис. 5. Сверхзвуковой эжектор



рассматриваемом случае это давление  $P_s = 41$  мм.рт.ст., соответствующее температуре жидкости  $35^\circ\text{C}$ . За счет непрерывной работы насоса и засасывания из первого контура пара, конденсирующегося в более холодной жидкости второго контура, происходит непрерывный и интенсивный нагрев жидкости. Поэтому ее охлаждают за счет установленного в баке циркулирующей жидкости теплообменника 16.

По парогазовому трубопроводу с запорно-регулирующими устройствами 9 осуществляется отвод парогазовой смеси из первого контура во второй. Так как в приемной камере первого эжектора 6 минимальное абсолютное давление, которое может быть достигнуто, соответствует  $P_s = 82$  мм.рт.ст. ( $t_v = 48^\circ\text{C}$ ), а в приемной камере второго эжектора 11 это давление соответствует  $P_s = 41$  мм.рт.ст. ( $t_{ж} = 35^\circ\text{C}$ ), возникает перепад давлений, близкий к критическому и обеспечивающий течение парогазовой смеси со скоростью, близкой к скорости звука в этой смеси ( $a_{пж} \approx 430$  м/с). Поэтому с целью минимизации потерь полного давления при звуковом течении смеси по парогазовому трубопроводу и обеспечения максимально возможного расхода парогазовой смеси, необходимо обеспечить течение потока с максимально возможной плотностью и соответственно с минимальной скоростью. Для реализации такого режима самое узкое сечение в канале, связывающем два контура, должно быть при подводе парожидкостной смеси к более холодной жидкости второго контура, выходящей из трубки подачи циркулирующей рабочей жидкости 12 в приемную камеру 11 эжектора второго контура 10. В представленном примере площадь кольцевого зазора составляет  $\approx 0,515$  см<sup>2</sup>. В этом случае на участке от приемной камеры 6 эжектора первого контура 7 до приемной камеры 11 эжектора второго контура 10 течет парогазовая смесь с давлением  $P_s = 82$  мм.рт.ст.

В результате обработки воды на данной установке получено, что остаточное содержание растворенного кислорода в воде не превышает  $0,02$  мг/дм<sup>3</sup> при исходном содержании  $9$  мг/дм<sup>3</sup>, а свободная углекислота в воде отсутствует при исходном содержании  $10$  мг/дм<sup>3</sup>.

Таким образом, как видно из представленных примеров, установка позволяет производить эффективную дегазацию воды при минимально возможных энергетических затратах в установке с низкой материалоемкостью.

Вышеописанная установка может быть использована для деаэрации воды в системах отопления и горячего водоснабжения.

Новшеством в деаэрационных установках является то, что первый и второй эжекторы способны обрабатывать высокоскоростные потоки, в том числе и сверхзвуковые, при этом система отсоса паро-воздушной смеси образована вторым эжектором с нагнетательным насосом и охладителем выпара, который выполнен в виде теплообменника. Теплообменник подогревает воду, добавляемую в систему горячего водоснабжения. При этом система дегазации образована первым эжектором, трубопроводом подачи воды для дегазации на первый эжектор, трубопроводом отвода паровоздушной смеси, связывающим зоны разряжения первого и второго эжекторов, магистралью слива в накопительную емкость дегазированной воды от первого эжектора.

Трубопровод подачи воды для дегазации оборудован управляемым нагнетательным насосом первого эжектора и параллельно ему размещенным управляемым давлением клапаном, которые установлены для поддержания постоянного перепада давления на первом эжекторе. При этом патрубок подачи дегазированной воды потребителям дополнительно оборудован насосной станцией с регулируемой производительностью, напрямую зависящей от уровня жидкости в накопительной емкости, определяющимся сигнализатором, причем накопительная емкость дополнительно снизу оборудована системой удаления твердых фракций.

Излишки воды, скапливаемые в охладителе выпара, через сливной патрубок добавляются в воду, добавляемую в систему горячего водоснабжения.

Схемы установок для дегазации горячей воды в системах горячего водоснабжения и отопления показаны на рис. 6, 7.

В деаэрационной установке для системы отопления установка эжекторов предусмотрена не на подающей линии, как в деаэрационной установке горячего водоснабжения, а на обратном трубопроводе.

В результате использования предлагаемого устройства для дегазации горячей воды получены следующие сравнительные результаты:

- остаточное содержание растворенного кислорода не превышает  $0,02$  мг/л при исходном содержании  $9$  мг/л;
- свободная углекислота отсутствует при исходном содержании  $10$  мг/л;
- кислотность составила рН  $8,5$  при исходном рН, равном  $7$ , т.е. повысилась щелочность воды;

– биологическая составляющая, образованная наличием в воде взвеси органического происхождения, уменьшилась в три и более раза в зависимости от составляющих (например, получили 607 кое/мл при исходном 1840 кое/мл, а Коли-индекс составил 28 при исходном 210);

– снизилось содержание карбонатных солей на 15%.

Исходные результаты взяты из трубопровода воды на дегазацию после фильтра при первом цикле дегазации.

Использование предлагаемого устройства для дегазации горячей воды экономно при использовании и обслуживании в системе отопления из-за рачительного

использования тепловой энергии и оптимального режима дегазации с одновременным снижением вредного воздействия на трубы (увеличение щелочности, уменьшение биологической составляющей, удаление твердых фракций).

Результаты по деаэрации воды для системы горячего водоснабжения и отопления, полученные на пилотных установках, предложено реализовать на реальных объектах ОАО «Татнефть» (см. таблицу).

Стоимость предлагаемой установки ниже в 8 раз, затраты на монтаж предлагаемой установки – меньше в 100 раз, рабочая масса – меньше в 50 раз, габариты – меньше в 250 раз в сравнении с деаэраторами типа ДВ.

Таблица

Параметры деаэрации

| Показатель                                       | Предлагаемая установка | Деаэратор типа ДВ |
|--|------------------------|-------------------|
| Рабочая температура, °С                          | от 60                  | от 60             |
| Содержание O <sub>2</sub> , мкг/дм <sup>3</sup>  | <15                    | 50                |
| Содержание CO <sub>2</sub> , мкг/дм <sup>3</sup> | 0                      | не нормируется    |

# **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Сокращения

|  |  |
|--|--|
| авт. св. – авторское свидетельство                 | макс. – максимум                         |
| акад. – академик                                   | мес. – месяц                             |
| атм. – атмосферный                                 | мин. – минимум                           |
| безв. – безводный                                  | мин. – минута                            |
| биогр. – биография                                 | мл. – младший                            |
| В. – Верхний (в топонимических названиях)          | млн – миллион                            |
| В. – вольт   | млрд – миллиард                          |
| вкл. – включительно                                | Н. – Новый (в топонимических названиях)  |
| вып. – выпуск                                      | Н. – Нижний (в топонимических названиях) |
| г, гг. – год, годы                                 | нач. – начальник                         |
| г. – город   | об – обороты                             |
| га – гектар  | обл. – область                           |
| газ. – газета, газетный                            | пат. – патент                            |
| ген. директор – генеральный директор               | п/о – производственное объединение       |
| геол. – геология, геологический                    | пом. – помощник                          |
| гор. – горизонт                                    | помбур – помощник бурильщика             |
| д. – деревня                                       | пос. – поселок                           |
| д.г.-м.н. – доктор геолого-минералогических наук   | р. – река                                |
| д.г.н. – доктор географических наук                | рис. – рисунок                           |
| д. ед. – доля единицы                              | руб. – рубль                             |
| док. – документ                                    | с – секунда                              |
| долл. – доллар                                     | с. – село                                |
| др. – другой                                       | с. – страница                            |
| д.х.н. – доктор химических наук                    | сер. – серия                             |
| ед. – единица                                      | скв. – скважина                          |
| ед. изм. – единица измерения                       | см – сантиметр                           |
| ж. – журнал  | см. – смотри                             |
| ж. д. – железная дорога                            | ст. – станица                            |
| ж.-д. – железнодорожный                            | ст. – станция                            |
| зав. – заведующий                                  | ст. – старший                            |
| зам. – заместитель                                 | ст – степень                             |
| им. – имени  | сут – сутки                              |
| и т.д. – и так далее                               | т – тонна                                |
| и т.п. – и тому подобное                           | табл. – таблица                          |
| кг – килограмм                                     | тов. – товарищ, товарищи                 |
| к.г.-м.н. – кандидат геолого-минералогических наук | тыс. – тысяча                            |
| кл. – класс  | х. – хутор                               |
| км – километр                                      | ч – час                                  |
| л – литр   | шт. – штуки                              |
| м – метр   | экз. – экземпляр                         |
| м. – месторождение                                 |  |

## Аббревиатуры

- АБ** – акционерный банк (АБ «Девон-Кредит»)  
**АБД** – автоматизированный банк данных  
**АБЦ** – асфальтобетонный цех  
**АГРЭ** – Альметьевская геологоразведочная экспедиция  
**АзНИИМАН** – Азербайджанский научно-исследовательский институт нефтяного машиностроения  
**АзНИИ НП (АзНИИНП)** – Азербайджанский научно-исследовательский институт по переработке нефти им. В.В. Куйбышева  
**АзЦБПО по РНО** – Азнакаевская центральная база производственного обслуживания по ремонту нефтепромыслового оборудования  
**АКГИ** – аэрокосмогеологические исследования  
**АКНИ** – Азербайджанский краснознаменный нефтяной институт им. М. Азизбекова (ныне – Азербайджанский ордена Трудового Красного Знамени институт нефти и химии им. М. Азизбекова)  
**АН СССР** – Академия наук СССР  
**АО «Татнефть»** – акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
**АСУМС** – автоматизированная система управления материально-техническим снабжением  
**АСУТП** – автоматизированная система управления технологическим процессом  
**АТК** – автотракторная контора  
**АТК** – автотранспортная контора  
**АТП** – автотранспортное предприятие  
**АТХ** – автотранспортное хозяйство  
**АТЦ** – автотракторный цех  
**АТЦ** – автотранспортный цех  
**АУККиПМ** – Актобинское управление канатно-контейнерных и пакерных методов (Актобинское УКК и ПМ)  
**АЦБПО по РНО** – Альметьевская центральная база производственного обслуживания по ремонту нефтепромыслового оборудования  
**АЦБПО ЭПУ** – Альметьевская центральная база производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок  
**БГ** – блок гребенок  
**БГС** – боковой горизонтальный ствол  
**БКНС** – блочная кустовая насосная станция  
**БМЗ** – Бугульминский механический завод  
**БМП** – бензомотопомпа  
**БПО** – база производственного обслуживания  
**БС** – боковой ствол  
**БТИ** – бюро технической информации  
**БТК** – бюро технического контроля  
**БТПН** – биотехнология повышения нефтеотдачи  
**Бурнефть** – управление по развитию техники, технологии и организации бурения Министерства нефтяной промышленности СССР  
**ВВН** – высоковязкая нефть  
**ВДС** – волокнисто-дисперсная система  
**ВДНХ** – Выставка достижений народного хозяйства СССР (г. Москва)  
**ВЗМИ** – Всесоюзный заочный машиностроительный институт  
**ВКП(б)** – Всесоюзная Коммунистическая партия (большевиков)  
**ВЛКСМ** – Всесоюзный Ленинский Коммунистический Союз Молодежи  
**ВМК** – вышкомонтажная контора  
**ВМЦ** – вышкомонтажный цех  
**ВНИГНИ** – Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (г. Москва)  
**ВНИГРИ** – Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (г. Ленинград)  
**ВНИИ** – Всесоюзный (Всероссийский) научно-исследовательский институт  
**ВНИИБТ** – Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт буровой техники  
**ВНИИГаз** – Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов  
**ВНИИГеофизика** – Всесоюзный научно-исследовательский институт геофизических методов разведки  
**ВНИИКАнефтегаз** – Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт комплексной автоматизации нефтяной и газовой промышленности  
**ВНИИНефть** – Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт

- ВНИИОЭНГ** – Всесоюзный научно-исследовательский институт организации управления и экономики нефтегазовой промышленности
- ВНИИСТ** – Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов
- ВНИИТнефть** – Всесоюзный научно-исследовательский институт по разработке и эксплуатации нефтепромысловых труб (г. Куйбышев)
- ВНИИУС** – Всесоюзный научно-исследовательский институт углеводородного сырья
- ВНИИЯГТ** – Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии
- ВНФ** – водонефтяной фактор
- ВПШ** – Высшая партийная школа при ЦК КПСС
- ВСНХ РСФСР** – Всероссийский совет народного хозяйства
- ВСНХ СССР** – Высший совет народного хозяйства (1917–1932); Высший совет народного хозяйства Совета Министров СССР (1963–1965)
- ВТКУ** – Высшее танковое командное училище
- ВУЗА** – воздействие ультразвуковой акустикой
- ВУС** – вязкоупругий состав
- ВЦСПС** – Всесоюзный Центральный Совет Профессиональных Союзов
- ВЧК** – Всероссийская чрезвычайная комиссия по борьбе с контрреволюцией и саботажем
- ВЭФ** – Рижский ордена Ленина государственный электротехнический завод им. В.И. Ленина
- ВЭФ** – внешнеэкономическая фирма
- ГАКО** – Государственный архив Куйбышевской области
- ГАОР** – Государственный архив Октябрьской революции
- ГАСО** – Государственный архив Свердловской области
- ГБЗ** – газобензиновый завод
- ГГМ** – геолого-гидродинамическое моделирование (группа ГГМ)
- ГДИ** – интерпретации гидродинамических исследований (группа ГДИ)
- ГДП** – главный диспетчерский пункт
- ГДО** – гарнизонный дом офицеров
- Геоком** – Геологический комитет
- ГЗУ** – групповая замерная установка
- ГИНМАШ** – Государственный научно-исследовательский институт нефтяного оборудования и машиностроения
- Гипрогаз** – Государственный всесоюзный институт по проектированию газопроводов и предприятий газовой промышленности
- Гипрохиммаш** – Государственный институт по проектированию предприятий химического и нефтяного машиностроения
- ГИС** – геоинформационная система
- ГКЗ СССР** – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
- ГКНТ СССР** – Государственный комитет Совета Министров СССР по науке и технике
- ГКО** – Государственный Комитет Оборона (1941–1945)
- Главгаздобыча** – Главное управление по добыче газа
- Главгеоразведка** – Главное геологоразведочное управление
- Главнефтегаз** – Главное управление нефтегазовой промышленности
- Главнефтегазразведка** – Главное управление по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений
- Главнефтегазстрой** – Главное управление по строительству предприятий газонефтедобывающей промышленности
- Главнефтегеофизика** – Главное управление нефтепромысловой и полевой геофизики (ныне – Управление промысловой и полевой геофизики)
- Главнефтедорводстрой** – Главное управление гидротехнического, водопроводно-канализационного и дорожного строительства Министерства строительства предприятий нефтяной промышленности СССР
- Главнефтезаводстрой** – Главное управление нефтезаводского строительства
- Главнефтемаш** – Главное управление нефтяного машиностроения
- Главнефтемонтаж** – Главное управление по монтажу технологического оборудования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей промышленности
- Главнефтепроммаш** – Главное управление нефтепромыслового машиностроения
- Главнефтепромстрой** – Главное управление нефтепромыслового строительства
- Главнефть** – Главное управление нефтяной промышленности
- ГМУН** – гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи
- ГНИ** – государственная налоговая инспекция
- ГОК** – гелеобразующий комплекс
- ГОС** – гелеобразующие составы
- ГПЗ** – газоперерабатывающий завод
- ГПК** – геолого-поисковая контора
- ГПТУ** – городское профессионально-техническое училище
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта
- ГРР** – геологоразведочные работы
- ГРС** – газораспределительная (газораздаточная) станция
- ГРУ** – геологоразведочное управление

**ГС** – горизонтальная скважина  
**ГСМ** – горюче-смазочные материалы  
**ГТМ** – геолого-технические мероприятия  
**ГФИ** – геофизические исследования  
**ГЭС** – гидроэлектрическая станция  
**ДКВР** – марка котла  
**ДКМ** – сшитая полимерная система на основе эфиров целлюлозы  
**ДНГ** – добыча нефти и газа  
**ДНС** – дожимная насосная станция  
**ДОСААФ** – Всесоюзное ордена Красного Знамени добровольное общество содействия армии, авиации и флоту СССР  
**ДРСУ** – дорожное ремонтно-строительное управление  
**ДСРК** – дорожная строительно-ремонтная контора  
**ДУ** – дорожный участок (структурная единица управления автодорог)  
**ДЭУ** – дорожно-эксплуатационный участок  
**ДЮСШ** – детско-юношеская спортивная школа  
**ЕГС** – единая газоснабжающая система  
**ЕЭС** – единая энергетическая система  
**ЖГФ** – жидкостный гидрофобный фильтр  
**ЖКУ** – жилищно-коммунальное управление  
**ЖКХ** – жилищно-коммунальное хозяйство  
**ЖЭУ** – жилищно-эксплуатационный участок  
**ЗАО** – закрытое акционерное общество  
**ИАИ** – избыточный активный ил  
**ИГ АН СССР** – Институт географии Академии наук СССР  
**ИГЕМ АН СССР** – Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (Академии наук СССР)  
**ИГИ** – Институт горючих ископаемых  
**ИГиГ** – Институт геологии и геофизики  
**ИГИРГИ, ИГиРГИ** – Институт геологии и разработки горючих ископаемых  
**ИГИРНИГМ** – Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (г. Ташкент, Узбекская ССР)  
**ИИ** – искусственный интеллект  
**ИКНН** – искусственные каверны-накопители нефти  
**ИНМИ РАН** – Институт микробиологии Российской Академии наук  
**ИННК** – Иранская национальная нефтяная компания  
**ИОНХ** – Ордена Ленина институт общей и неорганической химии имени Н.С. Курнакова (Академия наук СССР)  
**ИТР** – инженерно-технический работник  
**ИЦ** – инженерный центр (организация)  
**КВ** – кавернометрия  
**КВД** – кривая восстановления давления  
**КВИ** – коэффициент водоизоляции

**КГУ** – Казанский ордена Трудового Красного Знамени государственный университет имени В.И. Ульянова (-Ленина)  
**КГЭ** – Казанская геологическая экспедиция  
**КДС** – коллоидно-дисперсная система  
**КИВЦ** – кустовой информационно-вычислительный центр  
**КИП** – контрольно-измерительные приборы  
**КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и автоматика  
**ККД** – кривые капиллярных давлений  
**КНК** – компенсационно-нейтронный каротаж  
**КНС** – кустовая насосная станция  
**КПАС** – кислотно-поверхностно-активная система  
**КПД** – коэффициент полезного действия  
**КПД** – кривая падения давления  
**КПС** – капсулированная полимерная система  
**КПСС** – Коммунистическая партия Советского Союза  
**КПТ** – колонны профильных труб  
**КПТИ** – Куйбышевский политехнический институт им. В. В. Куйбышева  
**КРЗС** – капитальный ремонт зданий и сооружений  
**КРР** – комплект раздельного разобщения  
**КРС** – капитальный ремонт скважин  
**КС** – компрессорная станция  
**КСК СНК СССР** – Комиссия советского контроля при Совете Народных Комиссаров СССР  
**КСХИ** – Казанский ордена «Знак Почета» сельскохозяйственный институт им. М. Горького  
**КТП** – комплексная трансформаторная подстанция  
**КТУ** – коэффициент трудового участия  
**КХТИ** – Казанский химико-технологический институт им. С.М. Кирова  
**КЧ** – кислотное число  
**КЭТ** – коэффициент эффективности труда  
**ЛПИ** – Ленинградский ордена Ленина политехнический институт им. М.И. Калинина  
**ЛПИ** – лаборатория промысловых исследований  
**ЛУТР** – ООО «Лениногорское управление тампонажных работ»  
**МВД** – Министерство внутренних дел  
**МГБЗ** – Миннибаевский газобензиновый завод  
**МППЗ** – Миннибаевский газоперерабатывающий завод  
**МГУ** – Московский ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени государственный университет им. М.В. Ломоносова  
**МДС** – малодобитная скважина  
**МЗС** – многозабойная скважина  
**МИНХиГП** – Московский ордена Трудового Красного Знамени институт нефтехимической и газовой промышленности им. акад. И.М. Губкина  
**Минхим(нефте)маш** – Министерство химического и нефтяного машиностроения СССР

- МИСИС** – Московский ордена Трудового Красного Знамени институт стали и сплавов
- ММС** – машинно-мелиоративная станция
- ММУН** – микробиологические методы увеличения нефтеизвлечения
- ММЦ** – метилметилцеллюлоза
- МНК** – малая нефтяная компания
- МНП СССР** – Министерство нефтяной промышленности Союза Советских Социалистических Республик
- МНТК** – межотраслевой научно-технический комплекс
- МПС СССР** – Министерство путей сообщения Союза Советских Социалистических Республик
- МПТ** – металлопластиковая труба
- МРП** – межремонтный рабочий период
- МСБ** – минерально-сырьевая база
- МСП** – межскважинная перекачка
- МСЧ** – медсанчасть
- МТО (УМТО)** – материально-техническое обеспечение (управление МТО)
- МТП** – Миннибаевский товарный парк
- МУН** – метод увеличения нефтеотдачи (пластов)
- Наркомнефть** – Народный комиссариат нефтяной промышленности СССР
- НГДУ** – нефтегазодобывающее управление
- НГДУ «Альметьевнефть»** – нефтегазодобывающее ордена Ленина управление «Альметьевнефть»
- НГП** – нефтяная и газовая промышленность
- НГС** – нефтегазосепаратор
- НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых
- НЗ** – нестационарное (циклическое) заводнение
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы
- НИИнефтехим (НИИНЕФТЕХИМ)** – Научно-исследовательский институт нефтехимических производств
- НИИ НП** – научно-исследовательский институт нефтяной промышленности
- НИЛ** – научно-исследовательская лаборатория
- НИС** – нормативно-исследовательская станция
- НИС** – научно-исследовательская станция
- НК** – нефтяная компания
- НКПС** – Народный комиссариат путей сообщения СССР, Наркомпуть
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы
- НКТП** – Народный комиссариат торговли и промышленности
- ННК** – независимые (неинтегрированные) нефтяные компании
- НОТИУП** – научная организация труда и управление производством
- НП** – нефтепереработка
- НПАВ** – неионогенное поверхностно-активное вещество
- НПЗ (ННПЗ)** – нефтеперерабатывающий завод (Нижнекамский НПЗ)
- НПО** – научно-производственное объединение
- НПС** – нефтеперекачивающая станция
- НПУ** – нефтепромысловое управление
- НПУ «ЗНОКиППД»** – научно-производственное управление «Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и поддержание пластового давления»
- НСР** – начальные суммарные ресурсы
- НТО** – научно-техническое общество
- НТС** – научно-технический совет
- ОАО «Татнефть»** – открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина
- ОБТИ** – общественное бюро технической информации
- ОБЭА** – общественное бюро экономического анализа
- ОГ** – отстойник (горизонтальный)
- ОГМ** – отдел главного металлурга, отдел главного механика
- ОГП** – относительная газовая проницаемость
- ОГТ** – отдел главного технолога
- ОМТС** – отдел материально-технического снабжения
- ООО** – общество с ограниченной ответственностью
- ООУ** – обезвоживающая и обессоливающая установка
- ОП** – относительная продуктивность
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны
- ОПР** – опытно-промышленные работы
- ОРС** – отдел рабочего снабжения
- ОРЭ** – одновременная раздельная эксплуатация
- ОС** – очистные сооружения (АОС – Акташские ОС)
- ОТБ** – отдел техники безопасности
- ОТиЗ** – отдел труда и заработной платы
- ОТК** – отдел технического контроля
- ОТПП** – отдел технической подготовки производства
- ОТС** – отдел технического снабжения
- ОФП** – относительная фазовая проницаемость
- ОФС** – остаточный фактор сопротивления
- ОЭ** – опытная эксплуатация
- ОЭЦ** – оксиэтилцеллюлоза
- ПАВ** – поверхностно-активное вещество
- ПБ** – печь (блочная)
- ПБ** – природный битум
- ПВО** – противовоздушная оборона
- ПДМ** – постоянно действующие модели
- ПДС** – полимер-дисперсная система
- ПермНИПИнефть** – Пермский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности
- ПечорНИПИнефть** – Печорский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности

- ПЗП** – призабойная зона пласта  
**ПиРГ** – поисковая и разведочная геология  
**ПМК** – передвижная механизированная колонна  
**ПНП** – повышение нефтеотдачи пластов  
**п/о «Татнефть»** – производственное ордена Ленина объединение «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
**ПОПАТ** – производственное объединение пассажирского автотранспорта (АПОПАТ – Альметьевское ПОПАТ, ныне ОАО «ПОПАТ»)  
**ПОРС** – полимер-органическая суспензия  
**ПП** – профильный перекрыватель  
**ППП** – пакет прикладных программ  
**ППД** – поддержание пластового давления  
**ППН** – подготовка и перекачка нефти  
**ППР** – плано-предупредительный ремонт  
**ППТ** – труба с полимерным покрытием  
**ППУ** – передвижная паровая установка  
**ПРС** – подземный ремонт скважин  
**ПРЦНО** – прокатно-ремонтный цех нефтепромыслового оборудования  
**ПРЦОиИ** – прокатно-ремонтный цех оборудования и инструмента  
**ПРЦТнТ** – прокатно-ремонтный цех труб и турбобуров  
**ПРЦЭиКИП** – прокатно-ремонтный цех электрооборудования и контрольно-измерительных приборов  
**ПРЦЭиЭ** – прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения  
**ПРЦЭО** – прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования  
**ПСБ** – проектно-сметное бюро  
**ПСХ** – подсобное сельское хозяйство  
**ПТО** – производственно-технический отдел  
**РВС** – резервуар (вертикальный стальной)  
**РДС** – районная диспетчерская служба  
**РИДС** – районная инженерно-диспетчерская служба  
**РИР** – ремонтно-изоляционная работа  
**РИТС** – районная инженерно-технологическая служба  
**РК** – районный комитет  
**РКИ** – Рабоче-крестьянская инспекция (Рабкрин)  
**РККА** – Рабоче-Крестьянская Красная Армия  
**РММ** – ремонтно-механическая мастерская  
**РМУ** – ремонтно-монтажное управление  
**РМЦ** – ремонтно-механический цех  
**РНО** – ремонт нефтепромыслового оборудования  
**РНУ** – районное нефтепроводное управление  
**РНУ СНЭРС** – ремонтно-наладочное управление «Спецнефтеэлектроремстрой»  
**РР** – роликовый развальцеватель  
**РСУ** – ремонтно-строительное управление  
**РСУ (АРСУ)** – ремонтно-строительное управление (Альметьевское ремонтно-строительное управление)  
**РТ** – Республика Татарстан  
**РФ** – Российская Федерация  
**РЭТО** – ремонт электротехнического оборудования  
**СК** – станок-качалка  
**СК** – страховая компания  
**СКЖ** – счетчик количества жидкости  
**СКН** – станок-качалка нефти  
**СКТБ** – специальное конструкторско-технологическое бюро  
**СЛБО** – сейсмическая локация бокового обзора  
**СМК** – строительно-монтажная контора  
**СМУ** – строительно-монтажное управление  
**СМЦ** – строительно-монтажный цех  
**СНК** – Совет Народных Комиссаров  
**СОПС АН СССР** – Совет по изучению производительных сил Академии наук СССР  
**СП «Татекс»** – совместное предприятие «Татекс»  
**СП «Татольпетро»** – совместное предприятие «Татольпетро»  
**СПКБ** – специальное проектно-конструкторское бюро  
**СПО** – спускоподъемная операция  
**СРП** – соглашение о разделе продукции  
**СПС** – сшитая полимерная система  
**СРЦ** – станция разведки и целеуказания  
**ССБ** – сульфитспиртовая барда  
**СССР** – Союз Советских Социалистических Республик  
**СТ** – специализированная техника, спецтехника  
**Сф** – скрин-фактор  
**СЦ** – сульфацилл  
**США** – Соединенные Штаты Америки  
**ТАССР** – Татарская Автономная Советская Социалистическая Республика  
**«ТатАИСнефть»** – управление по эксплуатации автоматизированных информационных систем объединения (ОАО «Татнефть»)  
**«ТатАСУнефть»** – управление по внедрению и техническому обслуживанию автоматизированных систем управления производством  
**ТатНИИ** – Татарский государственный научно-исследовательский институт  
**ТатНИПИнефтемаш** – Татарский государственный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт нефтяного машиностроения  
**ТатНИПИнефть** – Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности  
**ТатНТО** – Татарское научно-техническое общество  
**ТВФ МИНХиГП** – Татарский вечерний факультет Московского ордена Трудового Красного Знамени института нефтехимической и газовой промышленности им. акад. И.М.Губкина

- ТГГ** – термогазовый генератор  
**ТГРУ** – Татарское геологоразведочное управление  
**ТД** – торговый дом  
**ТН** – «Татнефть»  
**ТНГФ** – «Татнефтегеофизика» (трест, ОАО)  
**ТО** – теплообменник  
**ТО** – техобслуживание  
**ТП** – товарный парк (нефти)  
**ТПШ** – точка подвеса штанг  
**ТРВВ** – тампонажные растворы высокой водоотдачи  
**ТСЦ** – товарно-сырьевой цех  
**ТТД** – торгово-технический дом  
**ТТСУ** – Татарское территориальное строительное управление  
**ТХУ** – термохимическая установка  
**ТЭУ** – транспортно-эксплуатационное управление  
**ТЭЦ** – тепловая электроцентраль  
**УАД** – управление автодорог  
**УБ** – управление безопасности  
**УБР** – управление буровых работ  
**УВ** – углеводород  
**УК** – управляющая компания (УК ООО «Татнефть–Бурение»)  
**УКК** – учебно-курсовой комбинат  
**УКПН** – установка комплексной подготовки нефти  
**УКПНН** – установка комплексной подготовки и перекачки нефти  
**УЛФ** – улавливание легких фракций  
**УМП** – управление магистральных продуктопроводов  
**УНП** – увеличение нефтеотдачи пластов  
**УНР** – управление начальника работ  
**УПВСН** – установка подготовки высокосернистой нефти  
**УПНПиКРС** – управление повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин  
**УПСВ** – установка предварительного сброса воды (при подготовке нефти)  
**УПТЖ для ППД** – управление по подготовке технологической жидкости для поддержания пластового давления  
**УПТОиКО** – управление производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием («Татнефтьснаб»)  
**УРБ** – управление разведочного бурения  
**УРНиН** – управление по реализации нефти и нефтепродуктов  
**УРС** – управление рабочего снабжения  
**УС** – управление строительства  
**УСО** – установка сероочистки  
**УСПН** – установка скважинного штангового насоса  
**УТНС** – управление «Татнефтьснаб»  
**УТТ** – управление технологического транспорта
- УЦР** – углеводородный цементный раствор  
**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства  
**ФК** – фактор кольматации  
**ФЛУ** – фракция легких углеводородов  
**ФН** – фактор набухания  
**ФОЖ** – форсированный отбор жидкости  
**ФРГ** – Федеративная Республика Германия  
**ФС** – фактор сопротивления  
**ХАЛ** – химико-аналитическая лаборатория  
**ЦА** – цементирувочный агрегат  
**ЦАП** – цех автоматизации производства  
**ЦБН** – центральное бюро нормирования  
**ЦБПО** – центральная база производственного обслуживания  
**ЦБПО по РБоиСТ** – центральная база производственного обслуживания по ремонту бурового оборудования и спецтехники (АзЦБПО по РБоиСТ – Азнакаевская)  
**ЦБПО по РНО** – центральная база производственного обслуживания по ремонту нефтепромыслового оборудования  
**ЦБПО по ЭПУ** – центральная база производственного обслуживания по ремонту и прокату электропогружных установок  
**ЦБПО РЭТО** – центральная база производственного обслуживания по ремонту электротехнического оборудования (ООО «Татнефть–РЭТО»)  
**ЦБРИЗ** – Центральное бюро рационализации и изобретений (ВСНХ СССР)  
**ЦБТИ** – центральное бюро технической информации  
**ЦГА ТАССР** – Центральный государственный архив ТАССР  
**ЦГАДА** – Центральный государственный архив древних актов СССР  
**ЦГАНТД** – Центральный государственный архив научно-технической документации СССР  
**ЦГАНХ СССР** – Центральный государственный архив народного хозяйства СССР  
**ЦГАОР** – Центральный государственный архив Октябрьской революции, высших органов государственной власти и органов государственного управления СССР (в прошлом – Центральный государственный архив Октябрьской революции)  
**ЦГВИА** – Центральный государственный военно-исторический архив СССР  
**ЦГИАМ** – Центральный государственный исторический архив СССР (г. Москва)  
**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа  
**ЦИМТНефть** – Центральный научно-исследовательский институт механизации и организации труда в нефтяной промышленности

**ЦИНТИхимнефтемаш** – Центральный научно-исследовательский институт научно-технической информации и технико-экономических исследований по химическому и нефтяному машиностроению  
**ЦИТС** – центральная инженерно-технологическая служба  
**ЦК** – Центральный комитет  
**ЦКБН** – центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры  
**ЦКППН** – цех комплексной подготовки и перекачки нефти  
**ЦКПРС** – цех капитального и подземного ремонта скважин  
**ЦКРЗиС** – цех капитального ремонта зданий и сооружений  
**ЦКРС** – цех капитального ремонта скважин  
**ЦНГК** – импульсный нейтронный гамма-каротаж  
**ЦНИЛ** – центральная научно-исследовательская лаборатория  
**ЦНИПР** – цех научно-исследовательских и производственных работ  
**ЦННК** – импульсный нейтрон-нейтронный патронаж  
**ЦНС** – центробежная насосная система

**ЦП** – цепной привод  
**ЦПК** – центр подготовки кадров  
**ЦПНПиКРС** – цех повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин  
**ЦППД** – цех поддержания пластового давления  
**ЦППН** – цех подготовки и перекачки нефти  
**ЦПРС** – цех подземного ремонта скважин  
**ЦПС** – центральный пункт сбора  
**ЦСНХ ТАССР** – Центральный совет народного хозяйства ТАССР  
**ЦСП** – центральный сборный пункт (нефти)  
**ЦЭС** – центральный электротехнический совет  
**ЧПУ** – числовое программное управление  
**ШБК** – школа буровых кадров  
**ШГН** – штанговый глубинный насос  
**ЩПК** – щелочно-полимерная композиция  
**ЭВМ** – электронно-вычислительная машина  
**ЭЛОУ** – электрообессоливающая установка  
**ЭЛУАД** – эксплуатационно-линейное управление автодорог  
**ЭПУ** – электропогружная установка  
**ЭС** – электрическая станция  
**ЭЦН** – электроцентробежный насос  
**ЮТС** – Южно-Татарский свод  
**ЯМР** – ядерный магнитный резонанс

## КАК ПОЛЬЗОВАТЬСЯ СПРАВОЧНЫМ МАТЕРИАЛОМ

Книга «ТатНИПИнефть. НАУЧНЫЕ ТРУДЫ» состоит из нескольких глав, в числе которых несколько справочных. Они изложены точно с указанием дат, отражающих объективную историю ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», историю Республики Татарстан, историю Российской Федерации. Даты, события даны по новому стилю.

В научных статьях, включенных в содержание тома, ввиду их сжатости, полные сведения о должностях деятелей, научных трудах, о почетных и научных званиях, награждениях общественными организациями не приведены. Из почетных званий, ученых степеней, наград приведены наивысшие из присвоенных данному деятелю.

В научных трудах сохранены стилистические особенности научного языка, правке подверглись лишь орфографические и синтаксические ошибки. Написание имен, фамилий, названий местностей, населенных пунктов, городов также сохранено в соответствии с текстом документа, в котором они упомянуты и который был представлен в Издательство.

С целью экономии места введена система сокращений слов. Наряду с общепринятыми применены профессиональные сокращения, принятые в ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» или специально разработанные для данной серии книг.

С целью облегчения пользования книгой том снабжен научно-справочным аппаратом. В него вошли:

- Перечень сокращений,
- Перечень аббревиатур,
- Именной указатель,
- Перечень использованных документов,
- Перечень изданий и справочников, использованных при подготовке серии,
- подстрочные примечания и комментарии.

**ПЕРЕЧЕНЬ  
ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ**

Архив ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Личные архивы сотрудников (производственного объединения) ОАО «Татнефть»

Центральный государственный архив древних актов СССР (ЦГАДА):

*ф. 271* — Берг-коллегия.

Центральный государственный военно-исторический архив СССР (ЦГВИА):

*ф. 5* — Артиллерийская экспедиция военной коллегии.

Центральный государственный исторический архив СССР (ЦГИА):

*ф. 37* — Горный департамент

Центральный государственный архив народного хозяйства СССР (ЦГАНХ СССР):

*ф. 3429* — Президиум Высшего совета народного хозяйства РСФСР;

*ф. 6880* — Главный нефтяной комитет ВСНХ РСФСР;

*ф. 7734* — Главное управление нефтяной промышленности Наркомтяжпрома СССР;

*ф. 7787* — Главное геологоразведочное управление ВСНХ СССР;

*ф. 8627* — Министерство нефтяной промышленности СССР.

Центральный государственный архив Татарской АССР (ЦГА Татарской АССР):

*ф. 1* — Канцелярия казанского губернатора;

*ф. 128* — Совет Народных Комиссаров Татарской АССР — Совет Министров Татарской АССР;

*ф. 781* — Татарское окружное управление горного надзора;

*ф. 1184* — Правление акционерного общества казанских нефтяных промыслов;

*ф. 4580* — Государственная плановая комиссия при Совете Министров СССР;

*ф. 7225* — Татарский геологоразведочный трест «Татнефтегазразведка» Министерства нефтяной промышленности СССР;

*ф. 7245* — Трест «Татарнефть» Главного управления по добыче нефти восточных районов Министерства нефтяной промышленности СССР.

Государственный архив Куйбышевской области (ГАКО):

*ф. 3* — Канцелярия самарского губернатора.

Государственный архив Свердловской области (ГАСО):

*ф. 115* — Оренбургское горное начальство.

Партийный архив Татарского обкома КПСС:

*ф. 15* — Татарский областной комитет КПСС;

*ф. 48* — Чистопольский районный комитет КПСС;

*ф. 531* — Шугуровский районный комитет КПСС.

Архив Академии наук СССР:

*ф. 3* — Канцелярия Академии наук.

## Именной указатель

АБДРАХМАНОВ Г.С. 304, 309, 314  
 АБДУЛЛИН Н.Г. 60, 61  
 АБДУЛМАЗИТОВ Р.Г. 5, 128, 129,  
 167, 179  
 АБДУЛХАИРОВ Р.М. 206  
 АБЗЯППАРОВ А.В. 147, 162  
 АБРОСИМОВА Н.Н. 235  
 АВЛОШЕНКО Н.И. 498  
 АДОНИН А.Н. 397, 398  
 АЙГИСТОВА С.Х. 205  
 АКИШЕВ И.М. 60, 61  
 АЛЕКСЕЕВ А.Н. 71  
 АЛЧИНА А.Б. 154  
 АМЕРХАНОВ И.И. 76  
 АМЕРХАНОВ И.М. 73, 74, 75  
 АМЕРХАНОВА С.И. 298  
 АНДРЕЕВ В.А. 344  
 АНДРЕЕВ И.И. 444  
 АНДРИЯНОВА О.М. 207, 258  
 АНИСИМОВ Б.В. 61, 456  
 АНТОНОВ Г.П. 472, 477  
 АНТОНОВ О.Г. 185  
 АНТРОПОВ И.А. 64  
 АРЗАМАСЦЕВ В.П. 70  
 АРХИПОВ В.Н. 69  
 АСАДУЛЛИН М.Ф. 360  
 АСАНОВ М.М. 69  
 АСФАНДИЯРОВ Х.А. 365, 366  
 АСФИНА С.Х. 498  
 АУЗБАЕВ Д.Д. 365  
 АФНАСЬЕВА О.И. 208, 245, 252  
 АХМАДИЕВ Г.М. 264  
 АХМАДИШИН Ф.Ф. 290, 310  
 АХМЕТВАЛИЕВ Р.Н. 377  
 АХМЕТОВ В.Н. 66  
 БАДУРТДИНОВА Н.А. 77, 81  
 БАДЬЯНОВ В.А. 60  
 БАЗАРЕВСКАЯ В.Г. 59, 61, 77, 81  
 БАЙГУШЕВ А.В. 72  
 БАЙДОВА И.К. 61

БАЛБОШИН В.М. 70  
 БАРИЛКО Л.В. 70, 71  
 БАРМАКОВА А.А. 179  
 БАСОС Г.Ю. 366  
 БАТАЛОВ Х.Г. 529  
 БАТАНОВА Г.П. 60, 64  
 БАТЫРОВ Х.М. 365  
 БЕЗРОДНЫХ В.Г. 66  
 БЕЛОВ И.Г. 397  
 БЕЛЯЕВ С.С. 209  
 БЕРЕГОВОЙ А.Н. 209  
 БИКТАШЕВ Р.Б. 530  
 БЛИНОВ А.Ф. 70, 127, 128, 205,  
 500  
 БЛОХИН В.Н. 546, 550  
 БОЛДИНСКАЯ И.Ф. 572  
 БОРЗЕНКОВ И.А. 209  
 БОЧКАРЕВА Л.А. 66  
 БУЛГАКОВ Р.Т. 16  
 БУЛЫЧЕВ М.М. 456  
 БУРТОВ В. 71  
 ВАЛЕЕВА С.Ш. 498  
 ВАЛИУЛЛИН А.В. 366  
 ВАЛОВСКАЯ Л.И. 462  
 ВАЛОВСКИЙ В.М. 5, 365, 377  
 ВАЛОВСКИЙ К.В. 366, 367, 377,  
 395  
 ВАЛЬШИН Р.К. 373  
 ВАРЛАМОВА Е.И. 258  
 ВАСИЛЬЕВ Ю.Н. 205  
 ВАХИТОВ Г.Г. 128  
 ВАЦКОВ М.В. 530  
 ВДОВИНА Е.В. 139  
 ВЕРЕВКИН К.И. 213  
 ВЕРШИННИНА Р.И. 456  
 ВИЛЬДАНОВ Н.Н. 323, 330  
 ВИРНОВСКИЙ А.С. 397, 399, 400,  
 401, 402, 404  
 ВЛАДИМИРОВ А.Б. 136  
 ВОВК В.Я. 532

ВОЙТОВИЧ С.Е. 64  
 ВОРОНИНА Н.И. 498  
 ГАБДУЛЛИН Р.Г. 360, 366  
 ГАВРИЛОВ В.П. 88  
 ГАДЕЛЬШИНА И.Ф. 147, 154  
 ГАЗЕЕВА Ф.М. 66  
 ГАЗИМОВ М.Г. 367  
 ГАЙФУТДИНОВ Н.Ф. 497  
 ГАЛЕЕВ Р.Г. 288  
 ГАЛИМОВА Г.Г. 71  
 ГАЛИМОВА Г.С. 85  
 ГАНЕЕВА З.М. 229, 235  
 ГАРАЕВ Л.Г. 516  
 ГАРАЕВ Л.И. 499  
 ГАРЕЕВ Р.З. 71  
 ГАРЕЕВ Р.М. 463, 481  
 ГАРИФОВ К.М. 352, 365, 366, 367,  
 389  
 ГАРИФУЛЛИН Р.М. 420  
 ГАФФАРОВ Ш.К. 207, 258  
 ГЕРАСИМОВ Б.В. 61  
 ГЕРАСИМОВ В.Г. 60, 456  
 ГЕРАСИМОВ Э.Л. 366  
 ГИБАДУЛЛИН А.А. 118  
 ГИБАТОВА А.И. 498  
 ГИЛЬМАНШИН А.Ф. 73, 206  
 ГИЛЯЗОВ Г.Г. 73  
 ГЛУМОВ И.Ф. 60, 64, 205, 206, 207,  
 213, 223, 229, 245, 252, 258,  
 264, 365  
 ГЛУМОВА Е.А. 73  
 ГЛУХОДЕД А.В. 352, 366, 389  
 ГЛУШЕНКОВА М.В. 499, 504  
 ГЛУЩЕНКО В.Н. 366  
 ГНЕДОЧКИН Ю.М. 546, 550  
 ГОРОДНИЙ В.И. 3, 5  
 ГОРОХОВ Н.С. 264  
 ГОРЮНОВ Ю.А. 366  
 ГРАЙФЕР В.И. 264, 373  
 ГРЕБНЕВА С.Т. 74, 75

- ГРЕЙ П. 477  
 ГРИГОРЧЕВА Л.В. 66  
 ГРИГОРЯН А.М. 291  
 ГРОЗЕНОК Л.А. 74  
 ГУБАЙДУЛИН Ф.Р. 427  
 ГУБАЙДУЛЛИН А.А. 64, 66, 69  
 ГУБАЙДУЛЛИНА Н.К. 465  
 ГУБАЙДУЛЛИНА Р.И. 462, 491  
 ГУБАРЕВ Я.Ф. 365  
 ГУМОВСКИЙ О.А. 427  
 ГУРЬЯНОВ Г.Н. 61  
 ГУРЬЯНОВА Ф.С. 63
- ДАВЫДОВА А.И. 366  
 ДАНИЛОВ Г.Я. 64  
 ДАНИЛОВА Т.Е. 60, 61, 63, 66  
 ДАУТОВ Ф.И. 462, 463, 481, 487, 491  
 ДАУТОВА Р.Г. 498  
 ДЕМЕНТЬЕВ Л.Ф. 60, 205  
 ДИНМУХАМЕДОВ Р.Ш. 98  
 ДИЯШЕВ Р.Н. 69, 70, 71, 72, 128  
 ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н. 79  
 ДОБРОСКОК Б.Е. 128, 208, 365, 366, 367  
 ДОЛГИХ С.А. 462, 463  
 ДОЛЖЕНКОВ В.Н. 66, 89  
 ДОЛМАТОВ С.В. 70  
 ДОМАЦКАЯ Н.В. 498  
 ДОНАУРОВ Б.Н. 530  
 ДОРОНКИН К.Н. 456  
 ДОРОНКИНА И.И. 81  
 ДОРОЩУК Н.Ф. 206, 207
- ЕДИГАРОВ Г.Н. 530  
 ЕЛЬЦИН Б.Н. 288  
 ЕМЕЛЬЯНОВ А.В. 323  
 ЕМЕЛЬЯНОВА Г.Г. 139  
 ЕРОНИН В.А. 16, 128, 205, 497
- ЖДАНОВА З.З. 462, 491  
 ЖЕЛОНКИН А.И. 73  
 ЖИРКЕЕВ А.С. 344  
 ЖИТЯЕВА Л.Л. 462
- ЗАГИДУЛЛИН Р.Г. 290  
 ЗАГИРОВ М.М. 128  
 ЗАГИРОВА Ф.Ш. 499  
 ЗАЙНУЛЛИН Н.Г. 70, 71  
 ЗАЙЦЕВ В.И. 71, 128, 472, 477  
 ЗАЙЦЕВ В.М. 533, 539  
 ЗАКИЕВ Ф.А. 373  
 ЗАКИРОВ И.Г. 373  
 ЗАКОМОЛДИН О.И. 462, 487  
 ЗАЛЕВСКИЙ А.Р. 572
- ЗАЛИТОВА К.С. 71, 72  
 ЗАЛЯЕВ В.М. 365  
 ЗАЛЯЛИЕВА А.З. 74  
 ЗАРЖЕЦКИЙ В.А. 497  
 ЗАХАРОВ А.С. 207  
 ЗАЦАРИНА Л.В. 139  
 ЗВАГИЛЬСКИЙ Г.Е. 264  
 ЗЕНЬКО А.А. 572  
 ЗИАТДИНОВ К.Ш. 207  
 ЗИННАТУЛЛИН Н.Х. 66  
 ЗИЯТДИНОВ Р.З. 360  
 ЗОЛОТУХИНА В.С. 207, 229  
 ЗУБОВА Л.Б. 81, 85  
 ЗУЕВ А.А. 66, 69
- ИБАТУЛЛИН К.Р. 373  
 ИБАТУЛЛИН Р.Р. 2, 3, 5, 6, 10, 11, 16, 37, 84, 128, 207, 209, 213, 223, 229, 533, 546  
 ИБАТУЛЛИН Р.Х. 16, 288, 304  
 ИБАТУЛЛИНА С.И. 499, 510  
 ИБРАГИМОВ Н.Г. 3, 5, 17, 377, 389, 463  
 ИБРАГИМОВ Р.Л. 451, 456  
 ИВАНОВ Е.Е. 64  
 ИВАНОВА М.М. 60, 128  
 ИВКИНА А.Н. 66  
 ИВЛЕВА Н.В. 66  
 ИКТИСАНОВ В.А. 70, 72, 110  
 ИМАМАЛИКОВ Ю.А. 366, 367  
 ИТКИН С.М. 572  
 ИСМАГИЛОВ И.Х. 368, 373
- КАДЫРОВ А.Х. 352, 366, 367, 389  
 КАДЫРОВ Р.Р. 344  
 КАЗАКОВ П.М. 530  
 КАЛИМУЛЛИНА С.Ю. 193  
 КАМЫШНИКОВА О.В. 75  
 КАНДАУРОВА Г.Ф. 69, 103  
 КАРАМОВ Ф.А. 440  
 КАРИМОВ М.Ж. 456  
 КАТЕЕВ Р.И. 298  
 КАТЕЕВА Р.И. 498, 516  
 КАТЕРМИНА В.М. 498  
 КАЮМОВА Н.Р. 462, 487  
 КВОН Г.М. 498, 499  
 КЕНДИС М.Ш. 366  
 КИНЗИКЕЕВ А.Р. 60  
 КИРШИН А.В. 330  
 КИРШИНА О.Р. 462  
 КИСЕЛЕВ А.П. 71  
 КИСЕЛЕВА О.В. 572  
 КЛАДОВА Л.М. 498
- КЛЕЙН Л.А. 64  
 КЛЯРОВСКИЙ Г.В. 128  
 КОВАЛЕВСКИЙ Ф.С. 64  
 КОЗИНА Е.А. 64  
 КОЛЕСОВ С.А. 539  
 КОМПАНИЕЦ Л.И. 498  
 КОНДРАШКИН В.Ф. 71  
 КОПЕЦ С.С. 530  
 КОПКАЕВ Р.Н. 529  
 КОРЕЦКИЙ А.Ф. 207  
 КОРМИЛЬЦЕВ Ю.В. 66  
 КОРЧАГИН В.И. 208  
 КОСМАЧЁВА Т.Ф. 427  
 КОСС А.В. 550  
 КОСТЕННИКОВА Е.М. 462  
 КОЦЮБИНСКИЙ В.Л. 60, 128  
 КОЧЕТКОВ В.Д. 128, 206  
 КОЧЕТКОВА Л.А. 498  
 КОЧКИН В.В. 367  
 КОЩАНОВ П.П. 66  
 КРИВОНОСОВ И.В. 205, 206, 264  
 КРУТОВА Г.Ю. 498  
 КРЫЛОВ А.П. 208  
 КУБАРЕВ Н.П. 207  
 КУБАРЕВ П.Н. 477  
 КУБАРЕВА Н.Н. 208  
 КУБЫНИН Н.С. 530  
 КУВАНЫШЕВ У.П. 128, 206  
 КУДРЯШОВА Л.В. 435, 440  
 КУЗНЕЦОВА В.В. 205  
 КУЗНЕЦОВА Н.А. 64  
 КУЛЬЧИЦКАЯ Ю.К. 498  
 КУНЕЕВСКИЙ В.В. 546, 550  
 КУПРИЯНОВА П.И. 572  
 КУРКОВА Е.В. 572  
 КУРОЛЕСОВА Л.А. 572
- ЛАВУЩЕНКО В.П. 3, 500  
 ЛАКОМКИН В.Н. 207  
 ЛАРОЧКИНА И.А. 31, 60  
 ЛАТИФУЛЛИН Ф.М. 167, 179, 185  
 ЛАТЫПОВ Р.Р. 207  
 ЛЕБЕДИЧ С.П. 373  
 ЛЕРМАН Б.А. 264  
 ЛИ А.Д. 205, 373  
 ЛОБОВ В.А. 61  
 ЛОГИНОВ Н.Л. 367  
 ЛУКЬЯНОВА Р.Г. 88  
 ЛЫСЕНКО В.Д. 128  
 ЛЫСОВА С.И. 5  
 ЛЫЧАГИН А.В. 74  
 ЛЬВОВ Г.А. 64

- МАГДИЕВ С.С. 205  
 МАЗИТОВ К.Г. 70,71  
 МАКАРОВА С.В. 64  
 МАКСИНЯЕВ Р.Т. 367  
 МАКСУТОВ Р.А. 264, 365, 366, 367  
 МАКСУТОВА Р.В. 498  
 МАКШАНЦЕВА Р.Г. 66  
 МАЛЬЦЕВ М.В. 60, 128  
 МАЛЮТИНА М.Я. 66  
 МАНАСЫПОВА Р.А. 66  
 МАРИИЧ Л.И. 71  
 МАРТЫНЕНКО Г.И. 64  
 МАРТЫНОВ А.Н. 61  
 МАРЧЕНКО И.Р. 139  
 МАРШЕНИКОВ А.А. 330  
 МАХМУДОВ Р.Х. 373  
 МАХМУТОВ И.Х. 360  
 МАХЪЯНОВ Н.Х. 367  
 МЕЛИНГ К.В. 310, 314, 335, 339  
 МЕЛЬНИКОВ Г.М. 366  
 МЕЛЬНИКОВ С.Н. 61  
 МЕЛЬНИКОВА Н.А. 60  
 МЕТЕЛЬКОВ В.П. 373  
 МЕХЕЕВ Е.В. 499, 521  
 МИНГАЗОВ М.Н. 469  
 МИНИГАЗИМОВ М.Г. 365  
 МИРСАЯПОВА Л.И. 206, 207  
 МИХАЙЛОВ А.В. 235  
 МИШАНИНА О.Е. 451  
 МИШАНОВ С. 71  
 МОКРИКОВА А.Н. 499, 500  
 МОТИНА Л.И. 5, 497, 498, 499,  
 500, 504  
 МУСАБИРОВ М.Х. 264, 268, 366  
 МУСАБИРОВ Р.Х. 208  
 МУСАБИРОВА Н.Х. 71, 72, 110  
 МУСИН К.М. 64, 67, 69, 98, 103,  
 104  
 МУСИН Р.А. 162  
 МУСИНА Р.Г. 74  
 МУСЛИМОВ Р.Х. 84, 208, 264, 265  
 МУТИН И.И. 451, 465  
 МУХАМДЕЕВ Р.Н. 5  
 МУХАМЕТОВА А.И. 498  
 МУХАМЕТШИН З.А. 529, 532, 533,  
 539  
 МУХАРСКАЯ Л.А. 498  
 МУХАРСКИЙ Э.Д. 128  
 НАБЕРЕЖНОВА Н.Ф. 73, 75  
 НАГАЕВ М.Г. 73  
 НАЗИМОВ Р.И. 497  
 НАСЫБУЛЛИН А.В. 136, 174  
 НАСЫБУЛЛИНА С.В. 174  
 НАСЫРОВ А.Л. 310, 314  
 НАФИКОВ А.З. 69, 103  
 НЕКРАСОВА А.П. 71  
 НЕСТЕРОВ П.Ф. 529  
 НИГМАТУЛЛИН С.А. 207  
 НОВИЧКОВА Т.Н. 207, 213, 240  
 НУРГАЛИЕВ Ф.Н. 373  
 НУРИАХМЕТОВ Л.Г. 71  
 НУРТДИНОВА Г.Н. 66, 69  
 НУРУТДИНОВ Р.Д. 516  
 НУРУТДИНОВА Б.Г. 70  
 ОЛЕНЕВ В.И. 206  
 ОНОПРИЕНКО В.П. 128, 206  
 ОРЛИНСКИЙ Б.М. 60, 128  
 ОРЛОВ Г.А. 264, 268, 366  
 ОРЛОВА Г.И. 456  
 ОСАНОВА З.П. 498  
 ОШИТКО В.М. 128  
 ПАРЕТО В. 427  
 ПАСЫНКОВА И.П. 366  
 ПЕРГУШЕВ Л.П. 373  
 ПЕТРОВ Н.М. 207, 235  
 ПЕТРОВА Г.И. 456  
 ПЕТРОВА Н.М. 240  
 ПЕТРУК И.Г. 529  
 ПЕТУХОВ А.Г. 533  
 ПЛЮЩ Б.М. 401  
 ПОДЫМОВ В.Д. 206  
 ПОДЫМОВ Е.Д. 510  
 ПОКРОВСКИЙ В.А. 456  
 ПОЛЕННИКОВА Л.А. 71  
 ПОПОВ А.А. 366  
 ПОРМАН Ю.С. 60, 66  
 ПРОХОРОВА О.С. 71  
 ПУЗИКОВА В.В. 136  
 ПУХОВ А.Г. 456  
 РАДАЕВА Н.Н. 66  
 РАДИН Б.М. 530  
 РАЗЖИВИН Д.А. 189  
 РАКОВСКИЙ Н.Л. 206  
 РАКУТИН Ю.В. 128  
 РАМАЗАНОВ Р.Г. 128  
 РАХИМОВА Ш.Г. 207, 229, 240  
 РАХМАНОВ И.Н. 352, 366, 367,  
 389  
 РАХМАНОВА Р.Г. 456  
 РАХМАТУЛИНА М.Н. 258  
 РЕГУШ В.А. 64  
 РЕТЮНИН П.А. 16, 530  
 РИДЕЛЬ К.К. 377  
 РИЗВАНОВ Р.З. 208, 235, 258  
 РИХЕЛЬГОФ Р.И. 498, 499  
 РОЗЕНЦВАЙГ А.К. 373  
 РОЩЕКТАЕВА Н.А. 207  
 РЯБОВА И.Л. 465  
 САВЕЛЬЕВ В.А. 61  
 САИТКУЛОВ В.Г. 440  
 САЙФУЛЛИН З.Г. 206  
 САЙФУЛЛИН И.З. 533  
 САЛИМОВА Ч.М. 71  
 САЛИХОВ А.Г. 61  
 САМОЙЛОВА В.И. 498  
 САМОЙЛОВА Т.П. 510  
 САРКИСЯН В.О. 401  
 САТТАРОВ Р.З. 89, 93, 136, 167  
 САТТАРОВ У.Г. 373  
 САТТАРОВА Ф.М. 71, 456  
 САФИУЛЛИНА С.Т. 66  
 САХАБУТДИНОВ Р.З. 5, 220, 368,  
 373, 420, 440  
 САХАПОВА А.К. 344  
 САХИПГАРАЕВ И.Т. 69  
 СВИХНУШИН Н.М. 61, 63  
 СЕЛИХАНОВИЧ В.М. 283, 284  
 СЕЛИЩЕВ П.Д. 572  
 СИВЕЛЬКИНА А.М. 498  
 СИДОРОВА В.А. 75  
 СИТНИКОВ Н.Н. 61  
 СИТНИКОВА В.И. 61  
 СЛЕСАРЕВА В.В. 207, 208, 213,  
 223, 229, 240, 245, 258  
 СМЕРНОВ В.И. 179, 373  
 СМОЛЯКОВА Н.С. 462  
 СОКОЛОВ В.М. 367  
 СОЛОВЬЕВ А.Д. 497  
 СОТНИКОВ Е.В. 462, 463  
 СОТНИКОВ О.С. 104  
 СТАРШОВА Н.А. 66  
 СТЕПАНОВ В.Ф. 444  
 СТРАТИЛАТОВА И.В. 435  
 СТРАХОВ Д.В. 360, 366  
 СУЕТЕНКОВ В.С. 61  
 СУЛЕЙМАНОВА Л.М. 85  
 СУЛТАНОВ С.А. 60, 128  
 СУРКОВА А.П. 498  
 СУЧКОВ Б.М. 365  
 СУЧКОВА И.И. 206  
 ТАЛЛЯМОВА Л.А. 77  
 ТАРАСОВА Т.И. 61, 77, 81

ТАХАУТДИНОВ Ш.Ф. 3, 6, 7, 84,  
377

ТЕРЕНТЬЕВА М.П. 572

ТИМЕРГАЛЕЕВА Р.Р. 61

ТРОНОВ А.В. 368, 373

ТРОНОВ В.П. 74, 128, 365, 368,  
373, 412, 532

УВАРОВ С.Г. 207, 208, 209, 213,  
223, 229, 245, 252

УЛЯКОВ М.В. 118

УРЯВИНА-КУПРИЯНОВА И.Ф. 2

УРЯВИНА В.Н. 5, 572

УСМАНОВА М.С. 70

ФАДЕЕВ В.Г. 463, 481

ФАЗЛЫЕВ Р.Т. 127, 128, 185, 206

ФАЗЛЫЕВА А.Р. 189

ФАРРАХОВ Э.З. 367

ФАССАХОВ Р.Х. 373

ФАТКУЛЛИН А.Х. 128, 206, 207

ФАТКУЛЛИН Р.Х. 275, 286, 288,  
290

ФАТТАХОВ Б.З. 128, 497, 498, 499

ФАТТАХОВ Р.Б. 368, 373, 444

ФАТХУЛЛИН Р.М. 462

ФАХРЕЕВА О.Г. 81

ФЕДОСЕЕНКО Н.В. 367, 377

ФЕДОТОВА В.А. 73

ФЕКЛИНА А.Д. 498

ФОКЕЕВА Л.Х. 110

ФОКИН С.А. 572

ФОМИЧЕВ А.В. 67, 98, 104

ФРОЛОВ К.С. 367

ХАБИБУЛЛИН И.Я. 440

ХАБИБУЛЛИН Р.А. 497

ХАБИБУЛЛИН Р.Я. 310, 314

ХАЗЕЕВА Г.Г. 456

ХАЙРЕТДИНОВ Н.Ш. 60, 64, 128

ХАКИМУЛЛИН Р.Т. 462, 463

ХАЛАМАН Б.Е. 366

ХАЛИКОВА Г.Ф. 456

ХАЛИТОВА С.М. 330

ХАЛЬФУТДИНОВА А.Г. 71

ХАМИДУЛЛИН Ф.Ф. 76, 373

ХАМИТЬЯНОВ Н.Х. 304, 323, 330,  
339

ХАММАДЖЕЕВ Ф.М. 16

ХАРЬКОВ В.А. 365

ХАСАНОВА Д.К. 344

ХВОРОНОВА Т.Н. 469

ХЕГАЙ В.Ф. 498, 499

ХЕСИН Ю.Д. 529

ХИСАМЕТДИНОВ М.Р. 207

ХИСАМОВ Р.Б. 127, 128

ХИСАМОВ Р.С. 3, 5, 77, 84, 98, 500

ХИСАМОВА Э.Р. 435

ХИСАМУТДИНОВ А.Ф. 477

ХИСАМУТДИНОВА Е.В. 451

ХОМЕНКО А.Б. 139

ХРУЛЬКОВ В.П. 70

ХУСНУТДИНОВ Ш.Н. 440

ЦАРЕВА Н.И. 207, 209

ЧЕНЦОВА Г.К. 206

ЧЕНЦОВА О.Ф. 456

ЧЕРНОВА Н.В. 465

ЧИРКОВА М.В. 66

ЧОЛОВСКИЙ И.П. 60, 128, 205

ЧУДИН В.И. 365, 366

ШАВАЛЕЕВА Е.В. 456

ШАВАЛИЕВ А.М. 128

ШАВАЛИЕВ М.А. 61

ШАГАПОВ Г.Ш. 365

ШАЙМАРДАНОВ Р.А. 73, 74, 75, 76

ШАЙМИЕВ М.Ш. 288

ШАЙХУТДИНОВ М.Я. 75, 76

ШАКИРОВ В.А. 89, 93

ШАКИРОВ Р.Ш. 365

ШАКИРОВ Ф.Ш. 462, 487, 491

ШАКИРОВА И.Р. 462, 487, 491

ШАЛИН П.А. 61, 469

ШАММАСОВ Р.М. 462, 463

ШАМСУТДИНОВ И.Г. 367, 377

ШАПИРО Д.А. 63

ШАРИПОВ А.Г. 365

ШАРИФУЛЛИНА Г.Р. 103

ШАТАЛОВ А.Н. 368, 373, 420

ШАТАЛОВ Н.С. 498

ШЕЛЬНОВА А.К. 64

ШЕМЕЛЬ Л.С. 498

ШЕШНЯЕВ В.И. 75

ШИРЕЕВ А.И. 368 373

ЮДИНЦЕВ Е.А. 64, 66, 67

ЮСУПОВ И.Г. 16, 128, 275, 290,  
298, 365, 373

ЮСУПОВА А.С. 498

ЮХИМЕЦ А.Т. 5

ЯРТИЕВ А.Ф. 498, 521

|  |   |
|--|---|
| <b>НП «ЗАКОН И ПОРЯДОК»</b><br>E-mail: zalevskiy.a@mail.ru | ЗАЛЕВСКИЙ А.Р.<br>генеральный директор  |
| <b>Ltd. «LAW &amp; ORDER»</b>                              | Руководители научно-отраслевых редакций, групп и отделов: Болдинская И.Ф., Зенько А.А., Иткин С.М., Каримова Ф.Ф., Кислева О.В., Куприянова П.И., Куркова Е.В., Куролесова Л.А., Сайгина Н.Н., Селищев П.Д., Урявина В.Н., Фокин С.А. |

© Авторские права на дизайн обложки серии книг «Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть» принадлежат НП «ЗАКОН И ПОРЯДОК»