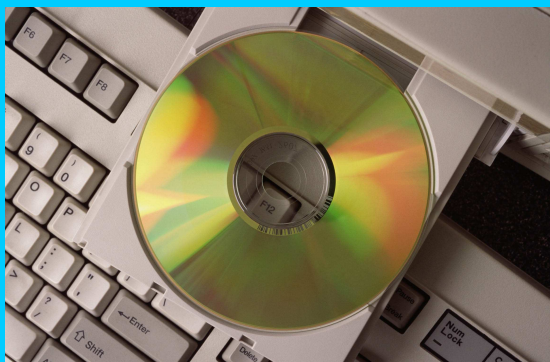
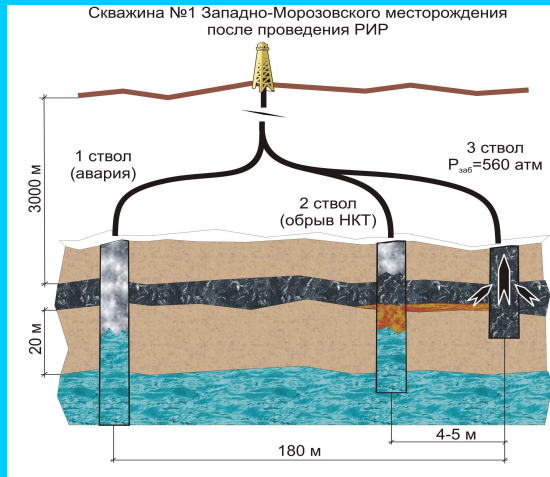


ВСЕРОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ
Некоммерческое партнерство
«Конференция независимых буровых и
сервисных подрядчиков» АСБУР



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»



«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

Сборник докладов Международной
научно-практической конференции
Геленджик, Краснодарский край
25-28 апреля 2006 г.

Краснодар
2006



Всероссийская ассоциация Некоммерческое партнерство
«Конференция независимых буровых и
сервисных подрядчиков» АСБУР



ООО «Научно-производственная фирма «Нитро»

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

(Сборник докладов Международной научно-практической конференции
Геленджик, Краснодарский край
25-28 апреля 2006 г.)

Краснодар

2006

УДК 33.361

ББК 622.322

Под редакцией: **В.М. Строганов, А.М. Строганов, М.Б. Турукалов**

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докл. Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2006 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», Всероссийская ассоциация Некоммерческое партнерство «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» АСБУР. – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2006. – 148 с.: ил.

ISBN 5-9900836-1-0 (978-5-9900836-1-5)



All-Russian alliance Non-profit partnership
«Conference of independent drilling and
service contractors» ASBUR



«Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd

**CURRENT TECHNOLOGIES OF
WELL WORKOVER AND
OIL RECOVERY ENHANCEMENT.
TRENDS OF DEVELOPMENT**

(Theses of the International scientific and practical conference proceedings
Gelendzhik, Krasnodar region
25-28 April 2006 г.)

Krasnodar
2006

UDK 33.361

BBK 622.322

Editorial Committee: **V.M. Stroganov, A.M. Stroganov, M.B. Turukalov**

Current technologies of well workover and oil recovery enhancement. Trends of development: Theses of the International scientific and practical conference proceedings. Gelendzhik, Krasnodar region, 2006 / «Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd, All-Russian alliance Non-profit partnership «Conference of independent drilling and service contractors» ASBUR. – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd, 2006. – 148 sheets.: fig.

ISBN 5-9900836-1-0 (978-5-9900836-1-5)

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

Приветствую организаторов и участников Научно практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов».

В настоящий период времени самой актуальной задачей для страны является проблема удвоения валового внутреннего продукта. Несомненно, задача эта может быть решена путем привлечения новых и новейших технологий в традиционные для России отрасли промышленности.

Ваш форум, собравший представителей виднейших в отрасли предприятий отрасли, призван внести весомый вклад в решение одной из самых острых проблем – стратегии развития нефтегазовой отрасли. По моему глубокому убеждению, таковой должна стать стратегия внедрения отечественных новейших технологий в нефтегазовый сектор экономики. Для этого необходимо создать законодательные и экономические условия, способствующие существенному сокращению времени между появлением идеи и ее внедрением в производство. А главное, необходим механизм, позволяющий опробовать новые технологии на бездействующем фонде скважин. Это станет основным стимулом для технологического рывка в отрасли. Организованный Всероссийской Ассоциацией «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» «Конкурс на лучшие новые технологии в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов» является крупным звеном в цепи решений этой задачи.

Убежден, что ваша конференция станет важным шагом в консолидации общества для решения насущных задач отрасли.

Желаю успешной и конструктивной работы!

Председатель наблюдательного совета АСБУР,
Герой социалистического труда,
д.т.н., академик Н.К. Байбаков

ПРИВЕТСТВИЕ

Уважаемые коллеги! Дамы и господа!

Приветствую Вас на гостеприимной земле Кубани. Рад, что Вы смогли найти время и возможность принять участие в конференции.

Присутствие всех нас здесь свидетельствует об актуальности вынесенных на обсуждение тем и глубокой заинтересованности в их конструктивном обсуждении.

Благодаря гостям из Белоруссии и Казахстана конференция приобрела статус международной.

Хочу обратить Ваше внимание, что шестой номер научно-технического журнала Интервал будет полностью посвящен итогам конференции.

Уверен, что все обсуждаемые на конференции вопросы получат продолжение в практической деятельности и дадут импульс новому взаимовыгодному сотрудничеству ее участников.

Желаю всем участникам плодотворной работы.

Генеральный директор
ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»
В.М. Строганов

КОНКУРС НА ЛУЧШИЕ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА, БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Веселков С.Н. («АСБУР»)

Зачем люди изобретают? Чтобы прославиться, разбогатеть и помочь людям. Мы самый изобретательный народ в мире. Наши идеи гениальны. Но крайне редко изобретатель знает, как довести идею до промышленного использования, как заработать, как стать известным.

Мы знаем ответ на вопрос «КАК?».

И мы также готовы взять на себя труд избавить изобретателя от ненужных ему хлопот, связанных с поисками предприятий, покупателей, спонсоров, чиновников и многого другого, что препятствует нормальному процессу творчества.

Именно с этой целью в сентябре 2005 г. нами был объявлен старт «Конкурса на лучшие новые технологии в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов».

Старту предшествовала большая предварительная работа. В конкурсное жюри вошли 20 самых мощных научно-исследовательских учреждений и ВУЗов отрасли, представляющие Российскую Федерацию, Украину, Беларусь, Казахстан и Азербайджан. Была создана специальная конкурсная комиссия представленная лучшими в стране специалистами в области ТРИЗ. Конкурс заручился поддержкой Совета Федерации РФ и парламента Белоруссии. Этапы конкурса вызвались освещать такие СМИ, как журналы «Нефтяное хозяйство», «Тендер» (представители которых присутствуют в зале), «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть и газ Евразия», «Время колтюбинга», ГТРК «Югра». В составе АСБУР был сформирован Наблюдательный Совет, возглавить который любезно согласился выдающийся нефтяник, большой ученый, Герой Социалистического Труда, доктор технических наук, академик Николай Константинович Байбаков. Тот самый нарком победы, министр нефтяной промышленности СССР (1944-1955 гг.), Заместитель Председателя Правительства СССР, Председатель Госплана СССР (1965 – 1985 гг.).

Конкурс решает задачи:

- общественного морального и материального стимулирования научно-исследовательских и опытно – конструкторских работ в нефтегазовой отрасли;
- широкой пропаганды научно – технических достижений, направленных на решение актуальных проблем ТЭК;
- содействия внедрению перспективных технологий.

Конкурс проводится по двум номинациям:

- Лучшая новая технология в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин;
- Лучшая новая технология в области интенсификации добычи углеводородов.

Немного о призовом фонде: в каждой из номинаций, в финале, конкурсная комиссия отбирает три работы – победителя, второго и третьего призеров конкурса. Приз победителю конкурса – 60 000 евро, второму призеру – 10 000 евро и третьему призеру в каждой из номинаций – 5 000 евро.

Для облегчения работы жюри, конкурс разбит на этапы. На каждом из этапов отбираются по три лучших работы, которые автоматически попадают в финальный этап, результаты которого будут опубликованы после 12 октября 2006 г.

Одной из важнейших задач мы считаем оказание помощи тем авторам, работы которых не завершены и не имеют опыта промышленного применения. Мы готовы взять на себя роль технологического инкубатора и обремениться поиском полигона для испытания технологий, а так же оказать услуги по развитию бизнеса (инкубирование новой компании, тренинг предпринимателей, финансовые рекомендации, разработка проектов для

предоставления внешним клиентам). Сущность технологического инкубатора в создании окружения, где изобретатели могут сосредоточиться на своей основной, творческой задаче. При этом они освобождаются от всей черновой работы. Инфраструктура АСБУР обеспечивает компаниям бухгалтерское обслуживание, выполнение организационных задач, поиск партнеров, источников финансирования, экономический анализ. Период инкубации продолжается до того момента, когда компания способна финансировать свою деятельность собственными силами («точка безубыточности»).

Задачи, решаемые специальной конкурсной комиссией мастеров ТРИЗ:

- оценка места технологий на «дереве эволюции» технических систем с использованием законов развития систем, разработанных мастерами ТРИЗ;
- определение тенденции развития технических систем;
- оценка уровня технологий (изобретений), с использованием инструментов ТРИЗ и пятиуровневой системы оценки.

Условия, на которых работы принимаются к участию в конкурсе, предельно просты и подробно описаны в специальном разделе официального сайта АСБУР.

В основе идеологии создания конкурса лежит концепция развития нефтегазовой отрасли регионов с существенно выработанными запасами месторождений. Ее успешность основана на применении подрывных и прорывных технологий на всех этапах технологического цикла разработки месторождений, добычи, транспортировки углеводородов, что может дать увеличение добычи в несколько раз, сворачиванию технологий. А так же мы осознаем необходимость продления цепочки переработки нефти и газа по современным существующим технологиям. Реализация подобной концепции позволит уменьшить себестоимость и поднять эффективность в 3-5 раз.

В регионах с месторождениями с падающей добычей традиционно компании снижали расходы на капитальный ремонт скважин в соответствии с уровнем добычи и не производили затрат на повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификацию добычи. Этот подход особенно характерен для крупных компаний, у которых общая себестоимость очень высока.

В нефтегазовой отрасли, где технологии не менялись принципиально последние 30-40 лет. Ассоциация исследовала состояние развития технологий в нефтегазовой отрасли: вывод был прогнозируемым – за последние 40 лет появились только две технологии – прорывная (койлтубинг) и подрывная (гидроразрыв пласта). Применение новых, даже поддерживающих технологий дает увеличение добычи в 3-5 раз. К таким технологиям уже сегодня можно отнести щелевую разгрузку пласта, реагентную обработку неагрессивными растворами, взрывные буровые работы, применение подземохода и ряд других. Применение операторской компанией современных методов бурения и интенсификации добычи даст несомненные преимущества для малых компаний в нефтегазовом комплексе.

Некоторыми предвестниками появления прорывных технологий являются последние исследования, поданные на конкурс Ассоциации буровых подрядчиков (АСБУР). Среди них не механические, а химические, акустические воздействия на пласт и воздействие на пласт полем, а также новый метод транспортировки газа – отверждение газа и сжатие его до малых размеров. Совокупность вышеуказанных методов и технологий, согласно законов развития технических систем, даст в кратчайший период значительный результат.

Анализ технологий с помощью законов развития технических систем дает колоссальную возможность быстрого скачкообразного прогресса по всем осям: от жесткой буровой конструкции – к жестким, но шарнирным соединениям – гибкой трубе – акустическим – тепловым – к химическим методам – электрическим – воздействием полем и комбинированное воздействие.

Теоретической посылкой для быстрого рывка явилось положение о привлечении иных более конкурентных отраслей знания для решения проблем. Сформулированные предельные значения успешности в 100 раз уменьшить себестоимость работ при 100% ре-

зультативности или в 100 раз увеличить скорость, что, в конечном счете, практически одно и то же, как это не парадоксально дали затребованный результат: на конкурс Ассоциации пришли работы теоретически удовлетворяющие заданным критериям – подземоход, плазменная интенсификация добычи, мобильный буровой аппарат и ряд других.

Нам удалось провести успешные испытания ряда технологий - победителей этапов конкурса. Это модернизированная технология щелевой разгрузки пласта («Восстановление продуктивности скважин управлением напряженным состоянием горных пород в при-скважинной зоне путем щелевой их резки»), это технология неагрессивной реагентной обработки («Новый кислотный состав в твердой фазе для разглинизации скважин в терригенных коллекторах»), это «Технология сейсמודинамического воздействия на пласт через обсадные колонны скважин».

Таким образом, АСБУР, посредством конкурса принимает участие в решении самой актуальной проблемы страны – реализации программы удвоения ВВП.

По исследованию ученых и специалистов нашей ассоциации это может произойти за счет традиционных для России отраслей промышленности и при применении прорывных и подрывных технологий четвертого и пятого уровней. Для быстреего стимулирования этого процесса и нахождения путей превращения идей в технологии их внедрение предназначен анонсируемый конкурс.

Он преследует следующие цели:

- создание условий для реализации богатейшего научного потенциала России;
- привлечение инвестиций в новые научные разработки;
- воплощение идей российских ученых в отечественные технологии;
- предоставление возможности молодым талантливым ученым реализовать свой потенциал на Родине;
- технологизация внедрения идей в самом важном секторе нефтегазового комплекса разработки месторождений и интенсификация добычи углеводородов.

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «ЛУКОЙЛ» В ОБЛАСТИ РЕМОНТА СКВАЖИН

Кравчук Б.Я. (ОАО «ЛУКОЙЛ»)

Основным инструментом реализации мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, является работа бригад капитального ремонта, как в области восстановления работоспособности скважин, так и в области реализации программ ГТМ, направленных на оптимизацию системы разработки. От того, на сколько эффективно работают подразделения по ремонту скважин, зависит качество ремонтов, конечный результат которых – получение максимального дополнительного прироста добычи нефти. Показателем эффективности ремонтов является срок их окупаемости, который зависит от ряда влияющих на него факторов.

В объёме затрат ОАО «ЛУКОЙЛ» на капитальный ремонт основных фондов, ремонт скважин занимает ведущее место и его доля составляет от 40% до 50%, что говорит о значимости и приоритетности данного вида работ. Практически из года в год статья расходов на КРС растёт (с 4,1 млрд. рублей в 2004 г. до 4,5 в 2006 году).

Многие месторождения, разрабатываемые Компанией, вступили в позднюю стадию разработки и характеризуются высокой обводнённостью добываемой продукции. Остаточные запасы нефти здесь приурочены к высокообводнённым пластам. В настоящее время средняя обводнённость добываемой продукции в ОАО «ЛУКОЙЛ» составляет 77,1% и изменяется от 5,1% в ООО «Нарьянмарнефтегаз» до 91% в ТПП «Лангепаснефтегаз». По Западной Сибири – основному нефтедобывающему району Компании – обводнённость продукции составляет 80,1% при выработке запасов – 68,6%.

Кроме этого, естественное старение эксплуатационного фонда скважин приводит к нарушениям герметичности э/колонн и образованию заколонных перетоков. Неуклонно растёт доля трудноизвлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах, которые на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с 2002 годом увеличилась с 40% до 53,7%.

Все вышеперечисленные обстоятельства ведут к увеличению трудоёмкости, сложности, продолжительности ремонтов и, соответственно стоимости работ. В этих условиях растёт требовательность к подбору скважин, увеличивается количество ремонтов, связанных с получением наибольшей эффективности. К их числу можно отнести ГРП, углубление забоев скважин через башмак э/колонны и бурение боковых стволов. Реконструкция скважин позволяет проводить довыработку остаточных запасов нефти из водонефтяных и тупиковых зон с использованием пробуренного фонда скважин, находящегося в простое из-за аварий или по причине нерентабельной эксплуатации.

Для поддержания фонда скважин в работоспособном состоянии в дочерних нефтедобывающих обществах Компании в 2005 году работали 381,4 среднедействующих бригады по ремонту скважин, из них 164,7 текущего и 216,7 капитального ремонта. В течение года отремонтировано 23400 скважин, в том числе 19108 - бригадами ТРС и 4292 – бригадами КРС (Слайд № 2).

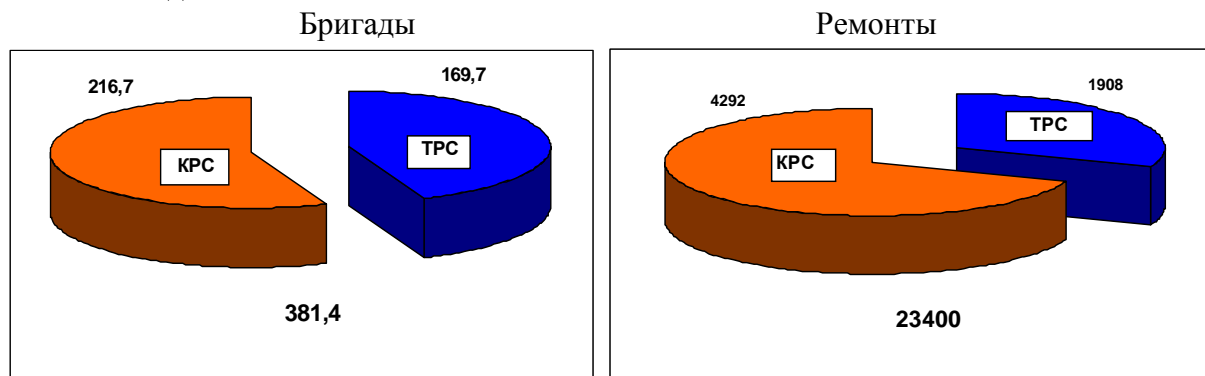
В 2005 году средняя продолжительность одного ремонта составила 64,5 часа. Выработка на одну бригаду в год достигла 116 ремонтов, при средней удельной величине простоев 16,9 часа.

Межремонтный период работы подземного оборудования за последние три года увеличился до 475 суток, или на 17%, а наработка на отказ оборудования механизированного фонда выросла с 423 до 486 суток. Достигнута положительная динамика снижения количества повторных ремонтов, которые уменьшились на 60%. и составили 101 ремонт (Слайд № 3).

Средняя продолжительность одного ремонта в 2005 году составила 372 часа, а выработка одной среднедействующей бригады в год - 19,8 ремонта при сложности 25,7%. Сложилась положительная динамика снижения простоев бригад, которые за последние

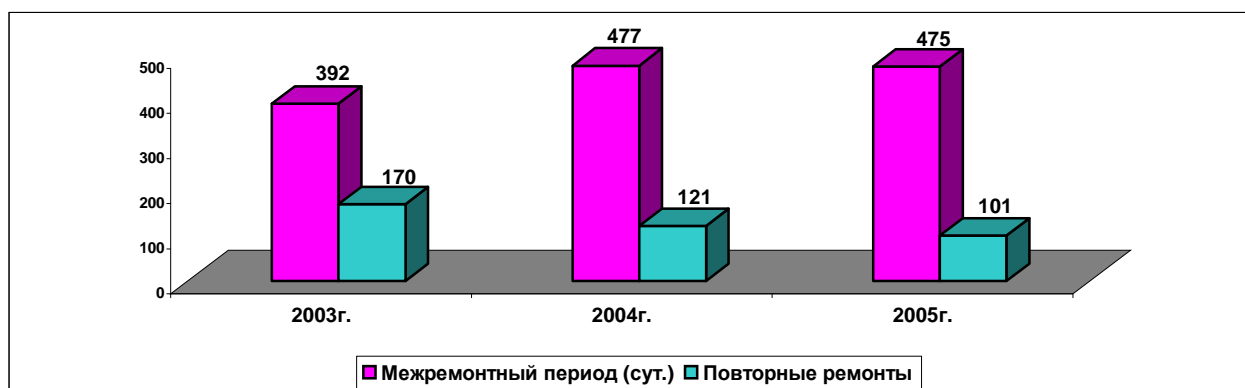
три года сократились на 30%, со 156,8 до 108,9 часа и аварийности. С начала года было допущено 162 аварии, в том числе 25,5 по вине бригад, против 228 и 27,5 аварий соответственно, в 2003 году. Их общее количество уменьшилось на 29%, а коэффициент аварийности снизился с 0,8 до 0,69 (Слайд № 4).

Слайд № 2



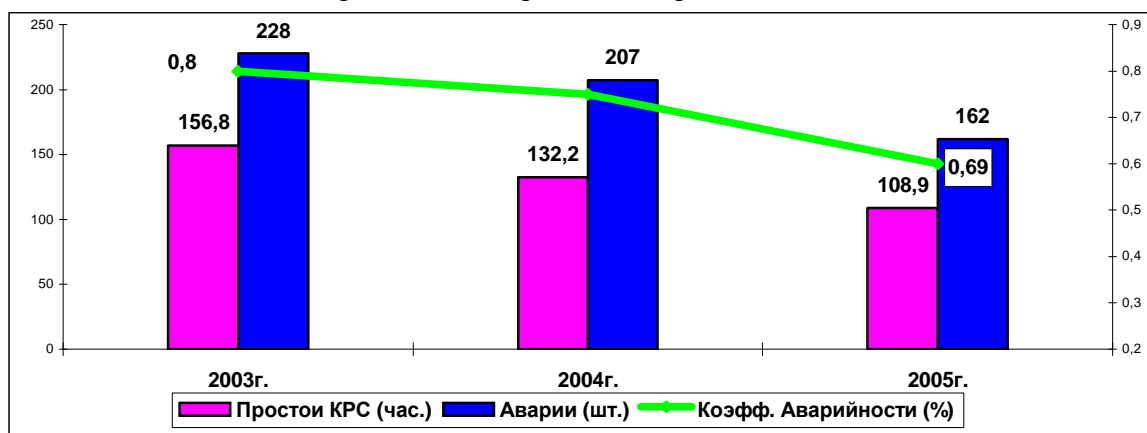
Текущий ремонт скважин

Слайд № 3 – Динамика межремонтного периода работы скважин и повторных ремонтов в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003-2005 гг



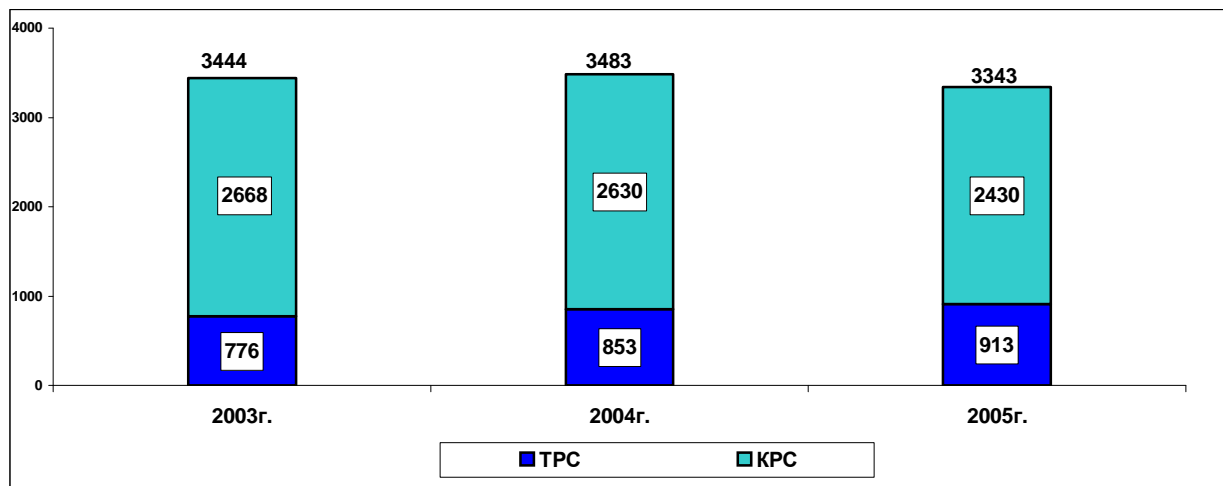
Капитальный ремонт скважин

Слайд № 4 – Динамика простоев и аварийности бригад КРС за 2003-2005 гг



Простаивающий в ожидании ремонтов фонд скважин уменьшился по сравнению с 2003 годом на 96 единиц, с 3444 до 3347. В ожидании текущего ремонта находилось 27,3%, а в ожидании капитального – 72,7%, из них 30,8% нерентабельные, со средней добычей 0,68 т/сутки на одну скважину (Слайд № 5).

Слайд № 5 – Динамика простаивающего фонда скважин в ожидании ремонтов в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003-2005 гг



В результате проведенных в 2005 г. капитальных ремонтов, получен дополнительный прирост суточной добычи в объеме 18317,3 т/сутки, а средний срок окупаемости ремонта на добывающем фонде скважин за последние три года сократился более чем в 2,7 раза с 4,1 до 1,5 месяца. Сокращение срока окупаемости ремонтов связано с более тщательным подбором скважин для проведения КРС, который позволил увеличить эффективность на добывающем фонде скважин по сравнению с 2003 годом на 7%, с 10,5 до 11,3 т/сутки и увеличением стоимости нефти, как на мировом, так и Российском рынках. Кроме этого, произошёл значительный рост средней продолжительности технологического эффекта, который увеличился в два раза, с 278 до 560 суток (Слайд № 6).

В результате проведенных мероприятий дополнительная добыча из отремонтированных в 2005 году скважин составила 1,7 млн. тонн. Суммарная расчётная дополнительная добыча, за всю продолжительность технологического эффекта от проведенных КРС, составит 4,6 млн. тонн. С учётом средневзвешенной цены реализации нефти Компанией, экономический эффект при этом составит более 13,0 млрд. рублей.

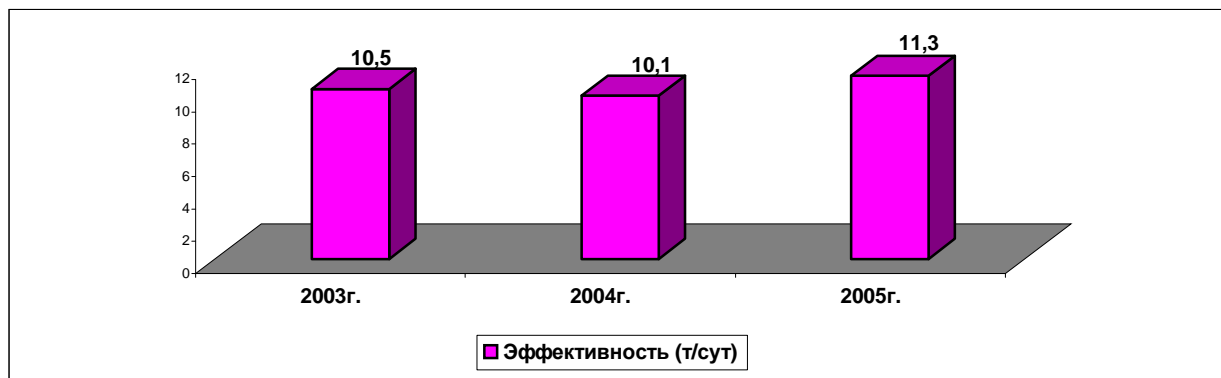
Одним из методов снижения затрат при ремонте скважин, является использование установки колтюбинга или, так называемой, гибкой трубы. Данная установка позволяет проводить достаточно большую номенклатуру работ, значительно удешевляя их по сравнению с привлечением ремонтных бригад. Основным фактором снижения затрат служит продолжительность работ, которая при использовании колтюбинга в среднем составляет 72 часа и в 3 раза ниже, чем с использованием А-50, где средняя продолжительность ремонта по аналогичным видам работ равна 212 часам. При этом средняя стоимость ремонта соответственно ниже в 2,4 раза (217 тыс. руб. против 516 тыс. руб.). Однако если сравнивать стоимость работ по восстановлению циркуляции, то разница достигает 4,5 раза, а время проведения работ отличается в 3,4 раза, что говорит о необходимости дифференцированного подхода к подбору скважин, с точки зрения технологической и экономической эффективности.

В 2005 году на месторождениях Компании работало 3 установки непрерывной трубы: 2 – в Западной Сибири и 1 – в Перми. Выполнено 213 и 26 ремонтов соответственно. При, практически одинаковой средней продолжительности и стоимости одного ремонта, выработка на одну установку в первом случае составила 106,5, а во втором 26 ремонтов в год. В настоящее время использование колтюбинга в Компании проводится на ограниченных видах работ:

- промывка забоев – 128 ремонтов;
- восстановление циркуляций – 62 ремонта;
- СКО, ОПЗ – 28 ремонтов;

– прочие работы – 21 ремонт.

Слайд № 6 – Динамика эффективности и окупаемости КРС на добывающем фонде скважин ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003-2005 гг



Технические возможности данной установки позволяют проводить более широкий спектр работ (РИР, установку и бурение цементных мостов, отрезание аварийных НКТ, проведение ГИС, в том числе в скважинах с горизонтальными участками и др.). Однако для выполнения более сложных операций необходимо провести доукомплектование колтюбинга азотными установками, специальной трубой для изоляционных работ и геофизических исследований, включая кабель и комплект оборудования для проведения ГИС, стендом дефектоскопии, забойными двигателями, гидрояссами, пакерами, долотами, а также квалифицированным технологическим сопровождением и обученным персоналом, что требует дополнительных финансовых вложений.

Считаем всё же целесообразным, проведение анализа мероприятий в области ремонта скважин с целью объективного определения возможного объёма работ для установок непрерывной трубы и эффективности их применения в Дочерних Обществах Компании.

Повышение эффективности работы ремонтных бригад за счет снижения простоев во многом зависит от работы транспортных предприятий. Из общего количества простоев в 2005 году, потери времени бригад капитального ремонта по вышеуказанной причине составили 32%. Более половины из этих простоев приходится на ремонт подъемных установок, отработавших более 7 лет и составляющих от общего количества 64% (Слайд № 7).

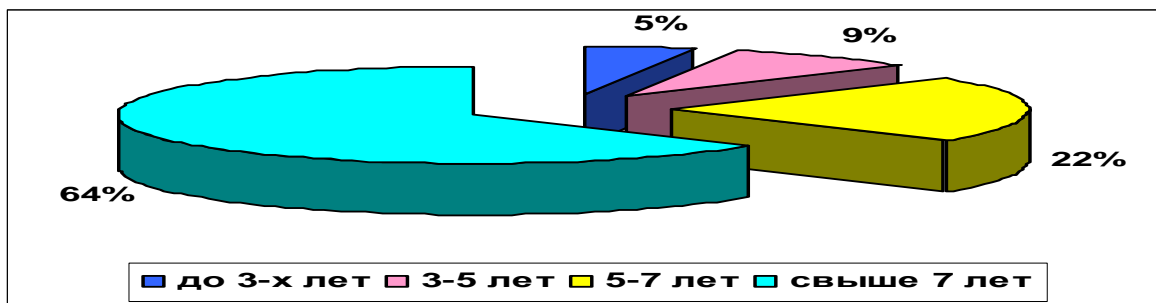
Аналогичная ситуация в текущем ремонте, где общие простои по вине ремонта спец. техники или её отсутствия достигают 41,5%. Количество подъемников, отработавших более 7 лет составляет 63%. Обновление установок производится недостаточными темпами. Агрегаты с возрастом до 3-х лет в собственных и сервисных бригадах составляют всего лишь 3% - 4%.

Заказчикам необходимо активно участвовать в программах технического перевоо-

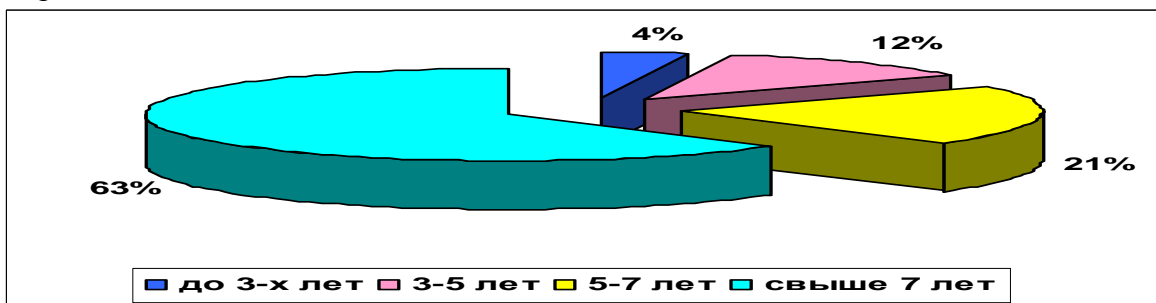
ружения сервисных предприятий, нацеливая и подталкивая их на совершенствование применяемого оборудования и технологий, улучшение культуры производства и повышение уровня промышленной безопасности.

Слайд № 7

Возрастной состав подъемников КРС по ОАО «ЛУКОЙЛ»



Возрастной состав подъемников ТРС по ОАО «ЛУКОЙЛ»



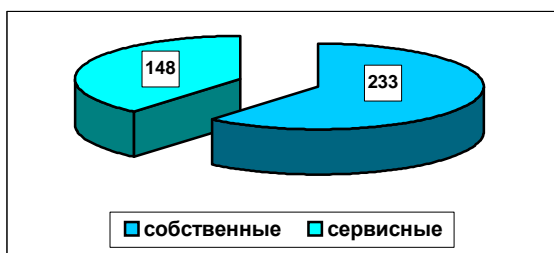
В соответствии с принятой в ОАО «ЛУКОЙЛ» «Программой реструктуризации системы управления и бизнеса», в середине 90-х годов начался процесс постепенной реорганизации и вывода вспомогательных и непрофильных производств из состава предприятий и перехода на сервисное обслуживание. Данные мероприятия позволяют повысить капитализацию Компании и уменьшить операционные затраты на добычу нефти. В результате проводимой политики объёмы работ и услуг предлагаемые на конкурсной основе сервисным предприятиям, с каждым годом увеличиваются.

На протяжении последних трёх лет объём сервисных услуг в области текущего и капитального ремонта скважин в денежном выражении вырос на 25%, с 8,6 до 10,8 млрд. рублей, а количество ремонтов, выполненных сторонними организациями, увеличилось с 30 до 36%, причём доля ТРС в них составляет 4,6%.

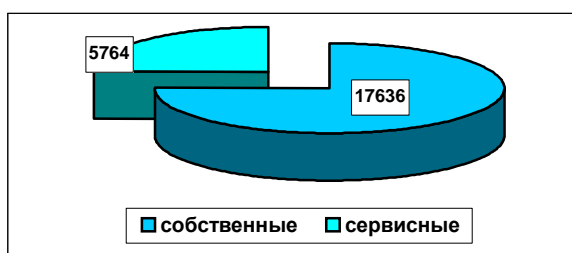
Из 381 бригады по ремонту, обслуживающих в 2005 году фонд скважин, собственные бригады составили 61% или 233, а сервисные – 39%, или 148, которыми выполнено 17636 и 5764 ремонта соответственно. Причём, из общего количества сервисных бригад 122, или 82% - бригады КРС и 26, или 18% - бригады ТРС (Слайд № 8).

Слайд № 8

Количество бригад ТКРС (собственные сервисные)



Количество ремонтов (собственные и сервисные)



В разрезе регионов соотношение бригад по ремонту скважин выглядит следующим образом.

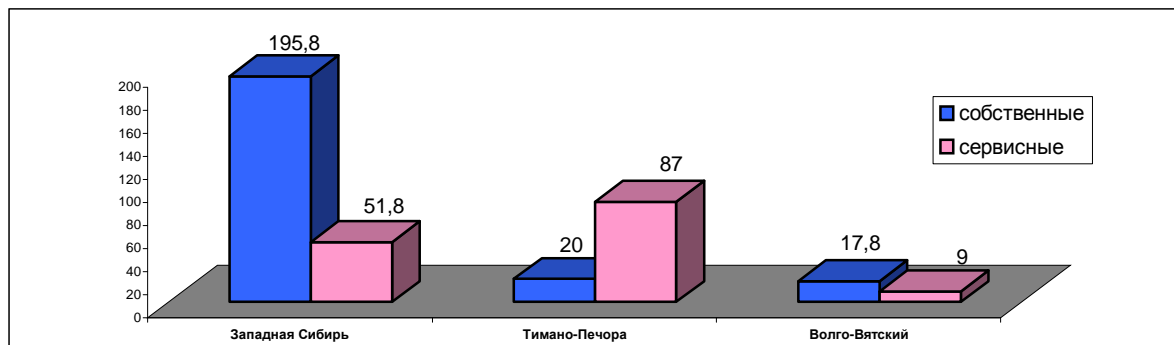
В Западной Сибири 79,1% составляют собственные бригады и 20,9% - сервисные, которыми выполнено соответственно 14532 и 912 ремонтов.

В Тимано-Печорском регионе 18,7% - собственные бригады, 81,3% - сервисные, а количество ремонтов 2343 и 4027 единиц.

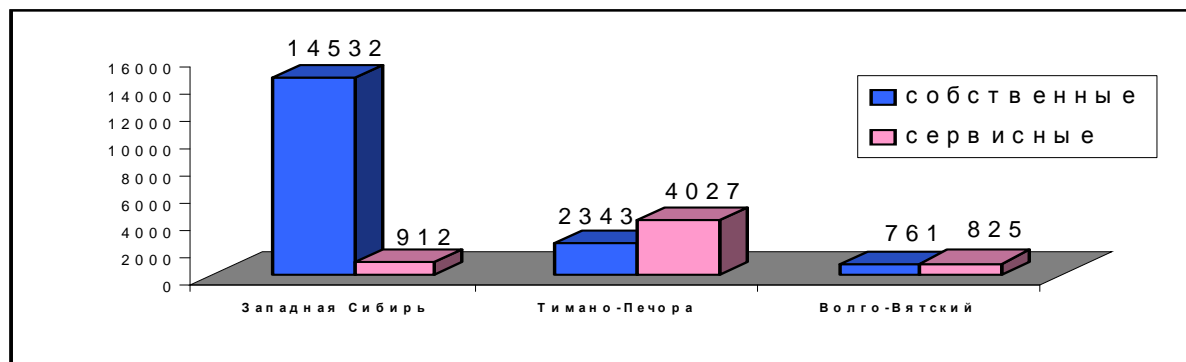
В Волго-Вятском регионе 66,4% - собственные бригады, 33,6% - сервисные, выполнившие 761 и 825 ремонтов (Слайд № 9).

Слайд № 9

Количество бригад ТКРС по регионам



Количество ремонтов по регионам



Общие затраты на проведение всех ремонтов в 2005 г. составили 10,8 млрд. руб., при этом объём услуг собственных бригад – 6,9 млрд. руб., а сервисных – 3,9 млрд. руб.

Учитывая технико-технологическую и организационную специфику данного вида услуг, в каждом регионе уже сформировалось определённое количество сервисных предприятий по ПНП и ремонту скважин и участие в тендерах зачастую ограничивается только этими предприятиями, что снижает конкуренцию, приводит к монополизации услуг и, в некоторых случаях, даже к попытке диктата цен на выполняемые ими работы.

Наиболее благоприятная ситуация с привлечением Подрядчиков сложилась в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», где территориально находится обширная область нефтедобычи не только Дочерних Обществ ОАО «ЛУКОЙЛ», но и других ведущих Российских нефтяных Компаний (Сургутнефтегаз, Роснефть, Сибнефть, ТНК, Славнефть и др.). Все они имели, а некоторые и сейчас имеют достаточные собственные производственные ремонтные мощности и, при необходимости, дополнительно пользовались услугами самостоятельных сервисных предприятий. По этой причине концентрация рынка услуг в данном регионе относительно высокая.

От технической и технологической оснащённости Подрядчиков, обученности и опыта персонала, наличия необходимой инфраструктуры – зависит качество услуг в чём, безусловно, заинтересован Заказчик.

В связи с вышеизложенным, среднесрочные договоры должны являться действен-

ным инструментом при формировании стоимости услуг и модернизации основных фондов сервисных предприятий. Очень важно, чтобы цена услуг была оптимальной для обеих сторон и позволяла Подрядчикам внедрять передовые технологии, модернизировать оборудование, повышать качество и эффективность ремонтов.

Необходимо также понимать, что необоснованная минимизация цены услуг может привести к отрицательному результату, включающему некачественные и повторные ремонты, рост непроизводительного времени, аварии, осложнения и снижение эффективности ремонтов. Подобная ситуация имела место в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», где стоимость услуг Подрядчика была значительно ниже, чем стоимость аналогичных услуг, которые оказывались собственными бригадами, что вызывало текучесть кадров, низкий уровень заработной платы и, как следствие, недостаточный профессионализм рабочих сервисных бригад. Поддержание уровня высокой технологической дисциплины и возможности обновления производственных мощностей при таких обстоятельствах не возможны.

Однако в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» имел место другой факт. Подрядчик, оказывающий услуги по ремонту скважин и на балансе которого находятся узлы по приготовлению жидкости глушения, пытался реализовывать свою продукцию сторонним подрядным организациям по ценам, значительно превышающим её себестоимость. Являясь монополистом в этой области, он заведомо ставил их в неравные условия при участии в тендерах. Заказчик вынужден был вмешаться в данную ситуацию и принять участие в формировании стоимости жидкости глушения, отпускной цены и условий оказания услуг.

С целью расширения и развития рынка сервисных услуг, Дочерним Обществам Компании, в соответствии с проведёнными тендерными процедурами, предоставлена возможность заключения договоров с Подрядчиками сроком до 3-х лет, что даёт им уверенность в будущих объёмах работ и позволяет планировать своё развитие. Кроме этого, проводится работа по формированию единой в Компании базы данных Подрядных организаций в области ПНП и ТКРС с возможностью дальнейшего сопоставления рейтинговых показателей.

Уже в этом году среднесрочные договоры на ремонт скважин в стадии заключения в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», а также ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в том числе на выполнение работ по зарезке боковых стволов и углубление забоев скважин. Проводятся открытые тендеры, обеспечивающие равные условия для всех участников. Ключевыми критериями при их выборе являются: цена услуг, объявленные гарантии качества, техническая оснащённость бригад и вспомогательного производства, квалификация персонала, опыт работы в данной области и др.

Несмотря на проводимую работу по привлечению максимального количества потенциальных Подрядчиков для участия в тендерах, рынок услуг по ремонту скважин достаточно ограничен. Это связано с их капиталоемкостью, обременённостью основными фондами, необходимостью наличия определённой инфраструктуры (административных зданий, ремонтных баз, специальной техники, оборудования и др.). Привлечение Подрядчиков из других регионов неизбежно приводит к удорожанию работ и созданию ряда трудностей, начиная с транспортировки оборудования и заканчивая его обслуживанием. Кроме этого, значительная разбросанность и автономность многих месторождений существенно сужает круг Подрядчиков, способных оказывать услуги в таких условиях. Примером тому является ООО «Нарьянмарнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ-Север», где расстояния от основных баз производственного обслуживания достигают более 450 км, а также ООО «Калининградморнефть» и даже ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», которые, ввиду отсутствия конкуренции вынуждены были провести переговоры по заключению договора на ремонт скважин с одним Подрядчиком. Вышеуказанные причины приводят к значительному увеличению продолжительности ремонтов, удорожанию работ, услуг и отсутствию конкуренции сервисных предприятий.

Накопленный опыт Компании по проведению тендеров показывает, что далеко не все потенциальные подрядчики готовы к участию в них. Прежде всего, это относится к

вновь созданным сервисным предприятиям. Зачастую они имеют слабую материально-техническую базу, недостаточно квалифицированный персонал и отсутствие наработанного опыта данным коллективом, а также незавидное финансовое положение.

Учитывая востребованность услуг в области нефтедобычи, надёжность и платежеспособность Заказчиков в лице нефтяных компаний, а также сохраняющуюся тенденцию высокой цены на нефть, делает данный вид услуг привлекательным для предпринимательства. Многие небольшие и даже подчас непрофильные предприятия берутся за сервис в нефтедобыче, не подозревая, насколько он специфичен и капиталоемок. У таких подрядчиков минимальные накладные расходы, поскольку, как правило, отсутствуют производственные и административные здания, минимальное количество спецтехники, оборудования и персонала.

Вышеуказанные обстоятельства обеспечивают низкую стоимость услуг, что позволяет выигрывать тендеры и получать заказы. Все проблемы от такого подрядчика начинают появляться в процессе работы. Это некачественные услуги, огромное непроизводительное время, обусловленное организационными и технологическими простоями (ожидание спецтехники, оборудования, технологических операций и др.). В конечном счёте, потери несёт Заказчик в виде срыва производственных программ и мероприятий, потерей добычи нефти и постоянных разбирательств с подрядчиком.

При проведении тендеров по КРС в Пермском регионе, один из претендентов подал заявки на участие по двум лотам, предполагающим выполнение работ 5-ю бригадами. Фактические мощности составляли - только три бригады. Или другой пример, при рассмотрении тендерным комитетом документов участника оказалось, что из 3-х бригад КРС, которые должны были оказывать услуги, только одна укомплектована в соответствии с табелем оснащённости. У двух других был только подъёмный агрегат и некоторые инструменты.

В Западной Сибири работают подрядчики, которые вложили значительные средства для приобретения подъёмных установок, вагон-домов, бригадного оборудования, но не обеспечили бригады необходимым количеством бурильного инструмента и оборудования для проведения аварийных работ, а также достаточным количеством спецтехники, что приводит к простоям, ограничивает возможность использования бригад по всей номенклатуре ремонтов и сводит на нет понесённые ими затраты и усилия. В данном случае, лучше не наращивать количество бригад, а обеспечивать требуемую оснащённость и организацию работ.

Выбор подрядчика необходимо производить в соответствии с положениями и регламентами по выбору подрядчика, потому что далеко не всегда предлагаемая низкая стоимость услуг обеспечит требования Заказчика к качеству и срокам выполнения работ.

Статистика ремонтов за последние пять лет с разбивкой на основные виды выглядит следующим образом (Слайд № 10).

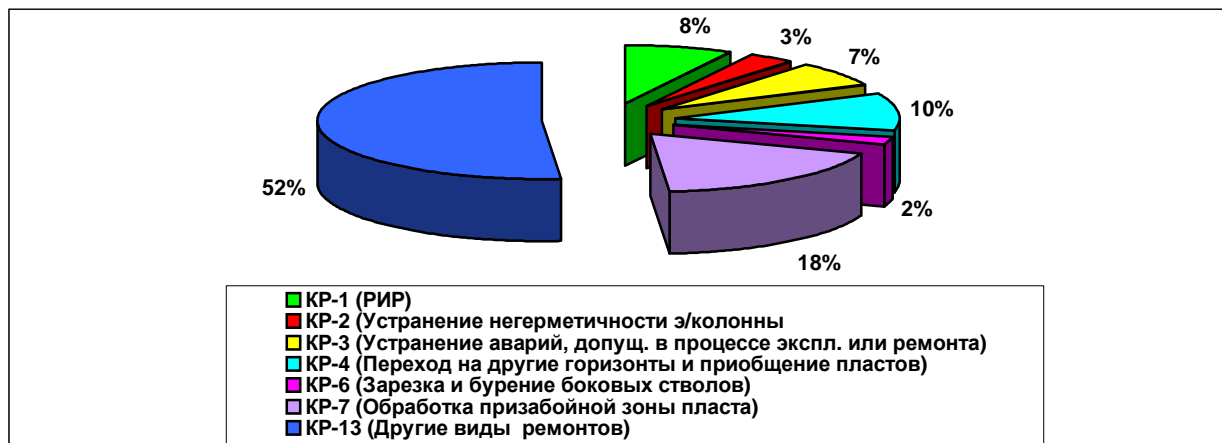
- РИР – 8%.
- Устранение негерметичности э/колонны – 3%.
- Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта – 7%.
- Переход на другие горизонты и приобщение пластов – 10%.
- Бурение боковых стволов в аварийных скважинах – 2%.
- Обработка призабойной зоны пласта и вызов притока – 18%.

При рассмотрении некоторых видов ремонтов в динамике видно, что сокращается число ремонтов по ликвидации аварий и ликвидации гидратно-парафинистых пробок, при этом причины их уменьшения абсолютно разные (Слайд № 11).

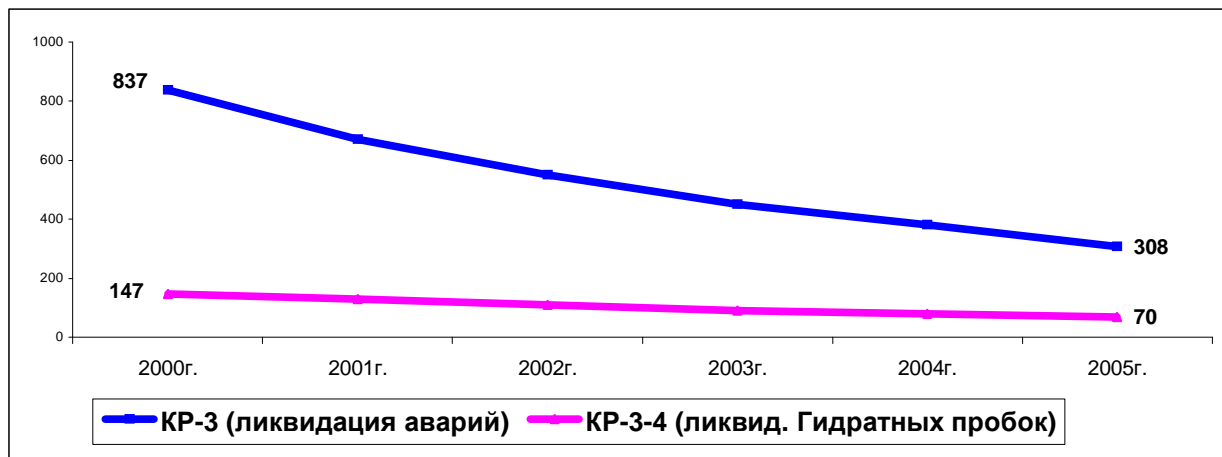
Уменьшение ремонтов по ликвидации аварий с 837 до 308 или с 20,5% до 7% обусловлено экономическими факторами. При достаточно высокой стоимости работ и низким ожидаемым эффектом, далеко не всегда их проведение становится целесообразным. Кроме этого, в большинстве случаев, на старом аварийном фонде отсутствует достоверная информация о номенклатуре и состоянии аварийного оборудования. Отсутствие инфор-

магии ведёт к увеличению продолжительности ремонтов и стоимости работ. По этой причине значение рентабельности имеет первостепенное значение.

Слайд № 10 – Структура ремонтов КРС по видам в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2005г



Слайд № 11 – Динамика сокращения ремонтов по ликвидации аварий и гидратно-парафиновых пробок



Снижение количества работ по ликвидации пробок на протяжении пяти лет со 147 до 70 или с 3,6% до 1,6% связано с более тщательным подходом к изучению цикличности образования отложений в скважинах и принятием своевременных упреждающих мер по их профилактике. К ним относится периодическая прокачка горячей нефти, электропрогрев, закачка различных растворителей и химических реагентов.

Наблюдается рост следующих видов ремонтов (Слайд № 12):

- переход на другие горизонты – более чем в 2 раза (с 4,3% до 10,2%);
- бурение вторых стволов – в 11 раз (с 0,2% до 2,3%);
- перевод на другой вид эксплуатации – почти в 2 раза (с 4,4% до 7,4%);
- ввод и ремонт нагнетательных скважин – более чем в 3 раза (с 1,4% до 4,7%).

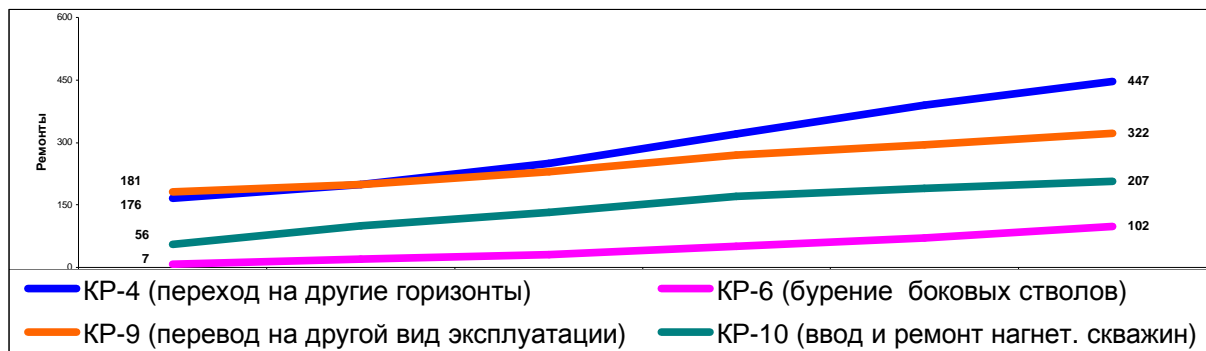
Тенденция их увеличения связана с необходимостью компенсации добычи нефти из стареющего фонда скважин, ростом обводнённости и вовлечением в эксплуатацию новых продуктивных горизонтов и невыработанных запасов, в том числе трудноизвлекаемых.

Компания ставит своей перспективной задачей не только сохранение достигнутой добычи, но и её рост, который может быть обеспечен:

- увеличением количества бригад и ремонтов;
- применением высокоэффективных технологий;

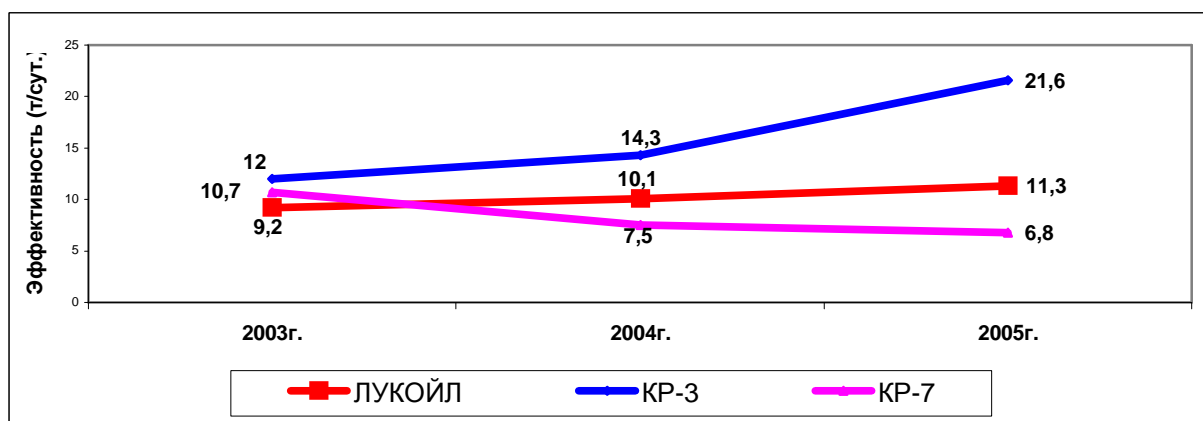
- увеличением МРП работы подземного оборудования;
- снижением непроизводительного времени работы бригад, включающим аварии и простои.

Слайд № 12 – Динамика ремонтов, связанных с переходом на другие горизонты бурением боковых стволов, переводом на другой вид эксплуатации, вводом и ремонтом нагнетательных скважин



Динамика эффективности проводимых на добывающем фонде ремонтов положительная, хотя существенно отличается по нефтегазодобывающим обществам Компании как в целом по всем ремонтам, так и по видам. Эффективность по ОАО «ЛУКОЙЛ» за период 2003 – 2005 годы выросла с 9,2 до 11,3 т/сут. на одну отремонтированную скважину (Слайд № 13).

Слайд № 13 – Динамика эффективности ремонтов КРС на добывающем фонде ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003-2005 гг



По отдельно взятым НГДО за этот же период она увеличилась с 0,2 т/сут. в ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» до 23,3 т/сут. в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

По всем видам ремонтов, кроме КР-7 (обработка призабойной зоны), наблюдается динамика увеличения прироста дебитов. Особенно ярко выражен этот показатель по КР-3 (ликвидация аварий) в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «Нарьянмарнефтегаз», где прирост добычи за 10 месяцев т.г. составил 54,7 и 35 т/сут. соответственно, при среднем по Компании 20,8 т/сут.

Кроме этого в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» эффективность по КР-1 (РИР) составила 23,2 т/сут. и по КР-2 (герметизация э/колонны) – 16,6 т/сут., что более чем в 2 раза превышает средний по Компании 11,5 и 8,1 т/сут. соответственно.

В 2005 году при выполнении работ по КР-4 (переход на другие горизонты) в ООО «ЛУКОЙЛ-Север» получен прирост дебита 110,9 т/сут, при среднем по Компании за этот же период 12,5 т/сут.

Перспективным направлением в области ремонта и реконструкции скважин являются упомянутые выше зарезка боковых стволов, в том числе с горизонтальными участками и углубление забоев через башмак э/колонн. Эффективность данных видов работ (КР-6) в среднем по ОАО «ЛУКОЙЛ» составляет 25,3 т/сут. Несмотря на высокую стоимость, количество данных ремонтов увеличивается, с 7 скважин в 2000 г. до 102 в 2005 г. и ближайшей перспективой роста до 200 скважин в год.

Кроме этого Компанией совместно с ОАО НПО «Буровая техника» разработаны «Типовые технико-технологические решения на бурение боковых стволов из эксплуатационных скважин на основе использования современных технических средств и технологий». Цель технико-технологических решений - повышение качества и эффективности бурения боковых стволов при реконструкции или восстановлении скважин, а также упорядочение организации безопасного ведения буровых работ. Основой технико-технологических решений является современная практика строительства боковых стволов на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». При их разработке учитывалась отечественная и мировая практика бурения боковых стволов из обсадных колонн эксплуатационных скважин.

Необходимо отметить, что кроме геологических, технических и технологических факторов, влияющих на эффективность ремонтов, значительное место занимает география проведения работ. Затраты на ремонт в некоторых случаях могут быть несопоставимыми. Если сравнить на пример ОПЗ и зарезку бокового ствола, то мы увидим, что стоимость работ последнего превышает стоимость ОПЗ более чем в 15-20 раз. Стоимость работ в данном случае обоснована применением дорогостоящего нестандартного оборудования: системы очистки, бурильный и режущий инструмент, системы телеметрического сопровождения, химические реагенты и добавки, специальная техника и другого. Кроме этого значительное удорожание работ происходит при их проведении на отдалённых и автономных месторождениях в суровых климатических условиях. Структура стоимости ремонта по вышеперечисленным причинам будет выглядеть по-разному.

При одинаковой эффективности по дополнительной добыче нефти, полученной в результате проведения данных ремонтов, их рентабельность будет существенно отличаться. Важным критерием для определения рентабельности является срок окупаемости ремонтов, который зависит от стоимости 1 тонны нефти, условно-переменных и налоговосоставляющих затрат. Необходимо также учитывать отрицательное влияние инфляционных процессов.

Чем выше стоимость цены на нефть и ниже себестоимость добычи одной тонны при значительном приросте добычи в результате проведённых КРС, тем соответственно меньше срок окупаемости. Это идеальный вариант к которому стремятся все нефтедобывающие Компании. Однако, учитывая обозначенную выше сложность состояния большей части эксплуатационного фонда скважин, растёт необходимость применения более дорогостоящих и эффективных технологий, что ведёт к удорожанию ремонтов и увеличению сроков окупаемости затрат. На сегодняшний день срок окупаемости одного ремонта в среднем по Компании составляет порядка 2 – 3 месяцев.

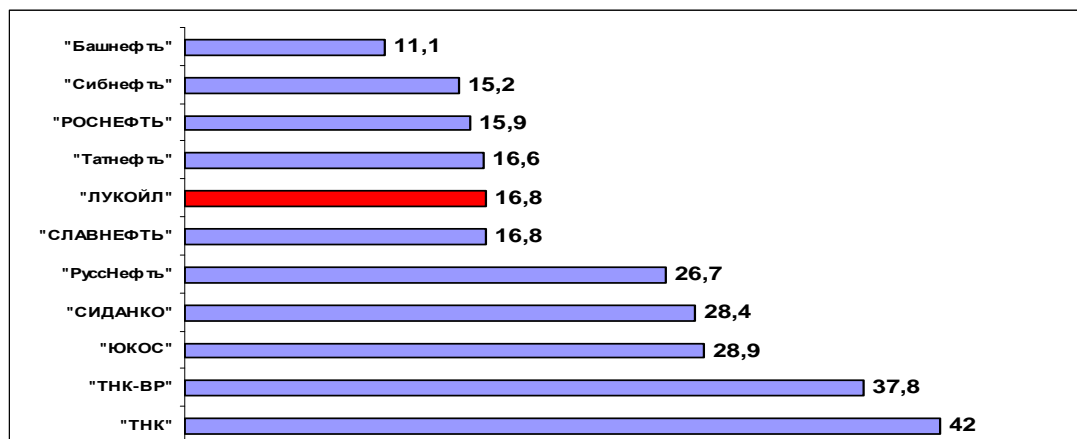
Статистика ведущих нефтяных Компаний России (**слайд № 14**) показывает, что в связи со снижением планки рентабельности ремонтов увеличивается количество простаивающего фонда скважин, число которых в некоторых компаниях достигает 30% - 40%. Основной причиной является экономическая нецелесообразность их ремонта. К сожалению, данная тенденция прогрессирует, что негативно сказывается на разработке нефтяных месторождений и не обеспечивает достижения максимально возможного коэффициента нефтеизвлечения (Слайд № 14).

Сложившаяся ситуация требует принятия действенных мер по её исправлению. Учитывая высокую цену на нефть, необходимо максимально использовать имеющийся технико-технологический, научный и финансовый ресурс для разработки и внедрения высокоэффективных технологий по разведке, разработке и добыче нефти, а также обновле-

нию основных фондов и вспомогательного производства.

С целью стимулирования Нефтяных компаний в разработке месторождений с предельно низкими дебитами скважин и трудноизвлекаемыми запасами, где проведение ремонтов является нерентабельными, целесообразно ввести льготную систему налогообложения посредством принятия соответствующих законов (Слайд № 15).

Слайд № 14 – Неработающий фонд скважин основных нефтедобывающих Компаний России в 2005 г



Слайд № 15 – Основные задачи ОАО «ЛУКОЙЛ» в области ремонта скважин на 2006 год

1. Сохранить сложившуюся положительную динамику по снижению аварийности и простоев бригад в целом по Компании, увеличению эффективности КРС на добывающем фонде, а также других показателей.

2. Выполнить разработанные НГДО Компании организационно-технические мероприятия по улучшению работы подразделений ТКРС и программы технического перевооружения на 2006 год.

3. Продолжить совместно с отраслевыми НИПИ работы по проведению анализа эффективности проведённых ГТМ с целью определения продолжительности технологического эффекта, прироста дебитов, рентабельных начальных и конечных приростов дебитов, а также темпов их падения.

4. При заключении с подрядными организациями среднесрочных договоров по ремонту скважин, предусматривать техническое и технологическое обновление их основного и вспомогательного производства.

5. НГДО, имеющим структуры супервайзерских служб – принять меры по повышению эффективности их работы. Обществам, которые создают или в которых отсутствуют аналогичные службы - изучить опыт создания и работы и завершить их организацию во II – III кварталах т.г.

6. Организовать создание базы данных по сервисным предприятиям, оказывающим услуги в области ремонта скважин.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

Валеев С.В. (ОАО «Юганскнефтегаз»)

В 2005 году ОАО «Юганскнефтегаз» производило разработку 28 нефтяных месторождений, расположенных в 27 лицензионных блоках. Фактически по месторождениям, разрабатываемым ОАО «Юганскнефтегаз» добыто 51210 тыс. т. нефти, что составляет 100% от планового уровня 2005 года, пробурено 827,04 тыс. м. горных пород. Закачано воды 260104,120 тыс/м³ (+377,895 тыс/м³ к плану). По состоянию на 01.01.2006 года эксплуатационный фонд в целом по ОАО «ЮНГ» составил 9225 скважины. Фонд скважин дающих продукцию по обществу и составил 7032. Наблюдается положительная тенденция в динамике действующего и дающего фонда, связанная с уменьшением неработающего фонда скважин за счет увеличения проведения ГТМ. Бездействующий фонд скважин составил 1982 скважины. Процент обводнённости продукции и составил 77,9%.

Разрабатываемые объекты ОАО «Юганскнефтегаз» характеризуются значительными различиями в своих геологических характеристиках такими как глубиной залегания (1700м. до 3100м.), проницаемостью (от 0,5 до 150 мД), расчлененностью, эффективными толщинами и начальным обводнением.

Структура запасов показывает, что 60% процентов добытой нефти приходится на трудноизвлекаемые запасы. Остаточные запасы распределяются – 65% трудноизвлекаемые запасы, 35% активные запасы. В данной ситуации оптимальным путем решения является политика интенсивного проведения ГТМ, одним видом из которых является ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритока в скважину.

Основные проблемы месторождений ОАО Юганскнефтегаз находящихся на поздней стадии разработки:

- ухудшение структуры остаточных запасов нефти;
- высокая обводненность добываемой продукции.

Доля скважин дающего фонда с процентом обводнения более 90% – 0,44.

Основные направления проведения РИР на скважинах ОАО «Юганскнефтегаз» делятся на группы:

- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны;
- ликвидация ЗКЦ;
- отсечение высокообводненного пласта;
- селективный РИР (отсечение обводненных пропластков);
- проведение РИР в горизонтальных стволах.

В 2005г. РИР на фонде скважин в ОАО «Юганскнефтегаз» производили три подрядные организации: ООО «КАТКонефть», НК «Черногорнефтеотдача», ООО «РИТЭК-ЭНПЦ». Кратко остановимся на технологиях проведения РИР данных подрядных компаний: ООО «КАТКонефть».

Замедлитель срока схватывания цементного раствора САТ-СR-180. Предназначен для нефтяных скважин, в диапазоне от 15 °С до 90 °С. Добавляется в цементный раствор в количестве 0,2 – 0,5 % для удлинения его срока схватывания от 3-х до 12 часов.

Замедлитель срока схватывания цементного раствора САТ-СR-225. Предназначен для нефтяных и газовых скважин, в диапазоне от 55 °С до 122 °С. Добавляется в цементный раствор в концентрации 0,1 – 1,0 % для удлинения его срока схватывания от 3-х до 12 часов и для увеличения вязкости смеси.

Пластификатор САТ-СDІ-26. Добавляется в цементный раствор в количестве 0,2 – 0,5 % и делает его пластичным (мыльным).

Понижитель водоотдачи САТ-СR-160. Добавляется в цементный раствор в количестве 0,2 – 0,5 % с целью снижения водоотдачи. Применяемый цементный раствор, со сниженной водоотдачей, особенно эффективен при цементировании в скважинах с низкой

приёмистостью.

Понижитель водоотдачи CAT-CFL-117. Добавляется в цементный раствор в количестве 0,2 – 3,0 % с целью снижения водоотдачи и в качестве добавки для контроля миграции газа. Применяемый цементный раствор, со сниженной водоотдачей, особенно эффективен при цементировании в скважинах с низкой приёмистостью.

Полимер CAT-CFL-3000. Катионоактивный сополимер акриламида CAT-CFL-3000 с концентрацией 0,3 – 0,5% используется для отключения обводнившихся пластов с последующим дозакреплением полимера цементным раствором.

Стеклянные шарики Scotchline-3M. Микросферы добавляются в цементный раствор в количестве 30 - 100кг на 1000 литров цементного раствора. Применяется для облегчения (так как микросферы полые) цементного раствора (для цементажа скважин).

Полимер ALCOFLOOD 935 с добавлением Три-хром карбоксилата. Анионоактивный акриламидный сополимер ALCOFLOOD 935 добавляется в воду в количестве 0,94%, добавляется сшиватель Три-хром карбоксилат в количестве 0,09%, для получения вязкой неразрывной массы.

Водонабухающий полимер HTU. Применяется в качестве «буфера» перед цементным раствором. HTU добавляют в воду в количестве 0,2-0,5%.

Проблемы, с которыми столкнулась ООО «КАТКонефть» при проведении РИР в ОАО «Юганскнефтегаз»:

- при проведении полимерной заливки на некоторых скважинах происходит вынос состава. Как путь решения – уменьшить депрессию на пласт при освоение скважины после РИР;
- при проведении соляно-кислотных обработок после РИР (ликвидация заколонного перетока) происходит быстрое обводнение скважинной продукции. Соляная кислота разрушает цементный камень, образованный после РИР. Были скважины на которых обводнение произошло в течении двух месяцев. Пути решения – а) проводить СКО не ранее чем через 6 месяцев после проведения РИР; б) уменьшать концентрацию кислоты для снижения агрессивного воздействия на пласт.

НК «Черногорнефтеотдача»

Органические полимерные составы: изолирующий материал – водорастворимые полимеры акрилового ряда – полиакрилантол (гипан), полиакриламид (ПАА). Принцип действия – водоизолирующий материал взаимодействует с солями пластовых вод, либо адсорбируется на водонасыщенной породе, снижая проницаемость для воды. Ограничения применения: а) минерализация пластовых и закачиваемых вод; б) трудности приготовления растворов; в) низкая технологичность в зимних условиях.

Элементоорганические соединения. Изолирующий материал – кремнийорганический компонент (смесь олигоорганозтоксихлорсилоксанов). Принцип действия – при введении в прискважинную зону растворяется в нефти нефтенасыщенных интервалов и гидролизуются водой, содержащихся в обводнившихся интервалах. Ограничения применения: а) температура применения 0 – 200 °С, б) температура застывания до -50 °С.

ООО «РИТЭК-ЭНПЦ»

Комплексная технология селективного ограничения водопритока в скважину включающая использование инвертных эмульсий, стабилизированных материалом «Полисил ДФ» с последующим докреплением тампонажным материалом «Пластик КС».

Использование инвертных эмульсий на основе модифицированных материалов «Полисил ДФ» для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

- дисперсный характер инвертных эмульсий позволяет им избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;
- способностью к загущению и структурообразованию при механическом смешивании.

вании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, к разжижению при диспергировании с нефтью;

- наличие в составе инвертных эмульсий твёрдых неионогенных ПАВ придаёт им способность значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Общие результаты проведения РИР в 2005г. по подрядчикам:

«НК Черногорнефтеотдача» прирост получен по 4 скважинам Мамонтовского месторождения. Средний прирост на скважину составил 7,9 т/сут, достижение расчетных приростов 32,9%. На 1 скважине получен отрицательный эффект (ошибка в оценке % воды, план 85%, факт 95%) 1 скважина Омбинского месторождения неуспешный РИР.

ООО «РИТЭК-ЭНПЦ» проводил работы на 4 скважинах Мамонтовского месторождения. Средний прирост на скважину составил 11,8 т/сут, достижение расчетных приростов 78,1%.

ООО «КАТКонефть» проводил работы на 12 месторождениях. Средний прирост на скважину составил 18,8 т/сут, достижение расчетных приростов 72,6%. Основная часть работ проводилась на Мамонтовском месторождении (18 скважин) прирост составил 19,9 т/сут, достижение расчетных параметров 91,9%. По остальным месторождениям (14 скважин) средний прирост 17,4 т/сут, достижение расчетных параметров 55,5%.

В разрезе месторождений наибольшее количество успешных РИР наблюдаются на объектах с более «молодым» фондом скважин. На данных месторождениях преобладают РИР по отключению нефтяного пласта, либо ликвидацией негерметичности эксплуатационной колонны. Месторождения с наихудшим результатом по проведению РИР – месторождения с преобладанием «промытых скважин», скважин с отсутствием (либо разрушенным) цементным камнем за колонной.

Некоторые рекомендации:

- применение кремнийорганических тампонирующих составов;
- закачка пеноцементных растворов, ступенчатое цементирование;
- цементирование под давлением с применением разбуриваемых пакеров;
- использование материала «СБФ-120» – технология применяется в низкопроницаемых коллекторах от 10мД до 250мД для ликвидации внутрипластовых перетоков и изоляции пластовой воды;
- инвертные эмульсии на основе модифицированного материала «СБФ-120» – технология является селективной и используется для изоляции водопритоков в коллекторах с проницаемостью от 30мД до 500мД и общим дебитом не менее 10т/сут при обводнённости от 50% до 99%;
- использование композиций из смол – технология не является селективной и применяется для изоляции заколонных перетоков в низкопроницаемых коллекторах с низкой приёмистостью;
- использование полимерных материалов – технология применяется в высокопроницаемых карбонатных или терригенных коллекторах для ликвидации заколонных перетоков или прорывов воды.

Основные выводы по проведению РИР в ОАО «Юганскнефтегаз»:

- по средней скважине после проведения РИР достижение расчетных параметров колеблется в пределах 50%;
- наилучшие достижение расчетных параметров имеют РИР по изоляции обводненного пласта и ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны. Наихудшие – РИР по устранению ЗКЦ и селективный РИР;
- на сегодняшний день применяемые технологии РИР в ОАО «Юганскнефтегаз» не могут обеспечить полного выполнения требований Компании;
- необходим поиск и внедрение новых передовых технологий по проведению селективных РИР, РИР по устранению ЗКЦ и РИР в горизонтальных стволах.

ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В.
(РУП «ПО «Белоруснефть»)

Нефтяные залежи РУП «ПО «Белоруснефть» связаны с девонскими отложениями (подсолевая, межсолевая залежи) и представлены, главным образом, карбонатными породами (85-90%).

Большинство залежей нефти открыто в интервалах глубин 2-4 км. Средние значения эффективной толщины – 10-30 м, пластовая температура – 50-90°С. Минерализация попутных и пластовых вод изменяется от 140 до 340 г/л.

Основные нефтяные месторождения РУП «ПО «Белоруснефть» находятся на завершающей стадии разработки. Эта стадия характеризуется дальнейшим нарастанием негативных факторов, обусловленных как объективными, так и субъективными причинами: неравномерной выработкой запасов, нарастанием обводненности добываемой продукции, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, старением и износом фонда добывающих и нагнетательных скважин и т.д.

Для компенсации безвозвратных потерь, снижения темпов падения добычи нефти и активизации выработки запасов проводится большой комплекс геолого-технологических мероприятий. Среди этого комплекса важнейшая роль принадлежит изоляционным работам.

Ежегодно на межсолевых и подсолевых залежах крупных месторождений обводняются 26-35 и 10-12 скважин соответственно, что требует проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ликвидации заколонных перетоков, отсечению обводнившихся интервалов, селективной изоляции или переводу на другие горизонты и интервалы.

Сложные горно-геологические условия залегания залежей, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, жесткие ограничения по физико-химическим свойствам нефтей и пластовых вод часто не дают возможности эффективно применять многие известные методы и технологии водоизоляции. Для повышения эффективности водоизоляционных работ (ВИР) БелНИПИнефть активно ведет поиск, разработку и внедрение новых технологий, составов и композиций, пригодных для условий нефтяных месторождений республики Беларусь.

Основные направления совершенствования технологий ограничения водопритока ориентированы на повышение эффективности и сокращение стоимости выполняемых работ.

В исследовательских работах выделяются два основных направления:

1. Разработка технологических схем и приемов изоляции водопритока.
2. Изыскание, изучение и адаптация новых тампонажных материалов.

В области разработки технологических схем и приемов выделяются следующие перспективные направления:

- «технологически» селективная изоляция;
- повышение качества водоизоляционных работ (ВИР) с использованием осадкообразующих составов;
- совершенствование методов освоения скважин после ВИР.

«Технологически» селективная изоляция

Селективные методы и методы направленной (поинтервальной) водоизоляции позволяют обойтись без трудоемких и продолжительных операций, таких как: установка цементного моста, его бурение, перфорация, СКВ и т.п. Сокращение времени проведения позволит уменьшить срок окупаемости и увеличить количество выполняемых бригадой КРС скважино-операций. Кроме того, исключение подобных операций из технологиче-

ской цепочки существенно снижает вероятность осложнений и аварий.

Значительные различия фильтрационно-емкостных свойств изолируемых обводненных и нефтенасыщенных интервалов, вязкости нефти и воды, гидрофобность каналов фильтрации нефтенасыщенных интервалов являются основными критериями при выборе «технологически» селективной изоляции (использование неселективных составов) [1].

Эффективность данной технологии подтверждается результатами выполненных в РУП «ПО «Белоруснефть» работ по отсечению обводнившихся интервалов, которые традиционно проводятся по технологии селективной изоляции (закачка изоляционного материала и цементного раствора во всю мощность интервала перфорации с последующим разбуриванием цементного моста, реперфорацией и освоением нефтенасыщенных интервалов) [2].

В качестве материалов для «технологически» селективной водоизоляции в настоящее время используются исследованные в БелНИПИнефть и полностью отвечающие сформулированным требованиям, составы на основе АКОР-БН102 и сшитых ПАА.

По данной технологии в РУП «ПО «Белоруснефть» выполнены 3 скважино-операции, одна в 2004 г. (скв. 191g2 Речицкого месторождения) и две в январе-феврале 2006 г. (скв. 33s2 Золотухинского и 91 Озерщинского месторождений). Работы проводились с использованием растворов сшитого ПАА (скв. 191g2 Речицкого месторождения) и АКОР-БН102 (скв. 191g2 Речицкого, 33s2 Золотухинского и 91 Озерщинского месторождений) различной концентрации.

Необходимо отметить что, операция по изоляции водопритока в скважине 191g2 Речицкого месторождения, вскрывшей продуктивный пласт горизонтальным стволом в РУП «ПО «Белоруснефть», проведена впервые.

По результатам ГДИ после бурения и освоения коэффициент продуктивности – величина, стремящаяся к бесконечности. Скважину отработала с дебитом по жидкости 81,5 м³/сут и обводненностью 100 % 2 месяца, после чего была остановлена в ожидании КРС.

На основании результатов выполненного трассирования фильтрационных потоков было рекомендовано в скважине провести селективную изоляцию.

При проведении работ использовался целый комплекс технологий и реагентов как широко применявшихся ранее, так и экспериментальных.

Они включали в себя:

- составы для снижения приемистости пласта: раствор КМЦ и ВБЖ (вязкая буферная жидкость);
- композиции с контактным механизмом образования закупоривающей массы: растворы лигнопола + минерализованная вода, ГПАНа + минерализованная вода и ДР-9 + Al₂(SO₄)₃;
- гелеобразующий состав, представляющий собой водный раствор реагента АКОР-БН102.

Выполненные работы по изоляции водопритока в горизонтальном стволе скважины показали высокую эффективность новых составов (растворы на основе АКОР-БН102 и ДР-9) и самой «технологически» селективной водоизоляции в условиях залежей нефтяных месторождений РБ. После ВИР обводненность продукции составляла 34-78 % при дебите жидкости 44-66 т/сут. По состоянию на 1.03.2006 г. дополнительно за счет проведенных мероприятий добыто 8515 тонн нефти, средний прирост дебита нефти составил 18,3 т/сут. Эффект продолжается. Несмотря на большое разнообразие примененных химреагентов и технологий, основную часть эффекта необходимо отнести на составы АКОР-БН102 и ДР-9 + Al₂(SO₄)₃, образующие закупоривающую массу с высокими структурно-механическими и адгезионными свойствами.

Эффективность работ по скважинам 33s2 Золотухинского и 91 Озерщинского месторождений в настоящее время отслеживается.

После накопления достаточного практического материала, его обобщения и выработки необходимых критериев применения планируется широкомасштабное внедрение

данной технологии.

Повышение качества водоизоляционных работ с использованием осадкообразующих композиций

Высокая технологичность и низкая стоимость агентов делает использование составов с контактным механизмом осадкообразования в настоящее время достаточно перспективным. В то же время у этого способа изоляции есть ряд недостатков.

Технология изоляции водопритока составами с контактным механизмом образования закупоривающей массы включает последовательную порционную закачку в пласт основного реагента и осадкообразователя. При этом предполагается, что в пласте происходит перемешивание реагентов с образованием закупоривающего материала. Объем и скорость образования закупоривающего материала обусловлены интенсивностью массообмена между основным реагентом и осадкообразователем.

Как известно, массообмен в емкостном пространстве затруднен, поэтому осадок образуется, в основном, лишь на контакте основного реагента с осадкообразователем. Это обстоятельство не позволяет добиться максимальной эффективности проводимых работ. Данную проблему частично компенсирует такой технологический прием, как порционная закачка основного реагента и осадителя малыми порциями. Однако в полной мере это существующей проблемы не решает, т.к. сказывается фактор разбавления реагента и сшивателя буферной жидкостью (при использовании в качестве буферной жидкости пресной воды), или наоборот буферная жидкость затрудняет процесс смешения (при использовании в качестве последней товарной нефти). Одним из недостатков данной технологии является также неконтролируемое изменение профиля приемистости скважины в ходе закачки химреагентов. В этом случае добиться в емкостном пространстве оптимального соотношения закачиваемых растворов проблематично.

Для активации массообмена в пористой среде, равномерности закачки по мощности пласта, увеличения объема образующейся закупоривающей массы, ее прочности и адгезии к породе была предложена технология закачки составов в пласт в режиме низкочастотного импульсного воздействия [3-7].

В рамках данной работы был разработан и изготовлен опытный образец пульсатора В1-00. Проведены его стендовые испытания.

Конструкция пульсатора позволяет проводить закачку технологических жидкостей как в пульсационном, так и в обычном режимах. В режим импульсной закачки пульсатор переходит при расходе жидкости более 3 л/сек.

При работе пульсатора создаются гидроудары частотой 0,5-5 Гц и амплитудой более 12 МПа.

В 2003 и 2005 г.г. выполнены опытно-промысловые испытания технологии на двух скважинах (скв. 45 Дубровского и 220 Осташковичского месторождений). Эффект по скв. 220 Осташковичского месторождения не отслеживался т.к. по данной технологии была проведена изоляция пласта перед бурением второго ствола.

На рисунке 1 представлены кривые давления и температуры при закачке растворов лигнопола и минерализованной воды при проведении ВИР в скв. 45 Дубровского месторождения.

Из рисунка видно, что пульсирующий режим закачки растворов химреагентов приводит к более интенсивному нарастанию давления их продавки в пласт по сравнению с режимом закачки без пульсаций, что свидетельствует об активации массообмена и более активном перемешивании в пластовых условиях закачиваемых растворов, образовании смеси, обладающей структурно-механическими и адгезионными свойствами, что в свою очередь подтверждает теоретическое обоснование применения этой технологии.

Данный вывод согласуется с высокой эффективностью ВИР в скв. 45 Дубровского месторождения. До работ скважина работала с дебитом по жидкости 61 т/сут и обводненностью 97 %, после работ дебит составлял 47 т/сут при 74 % обводненности. На 1.02.2006 г. эффект – 3202 т нефти.

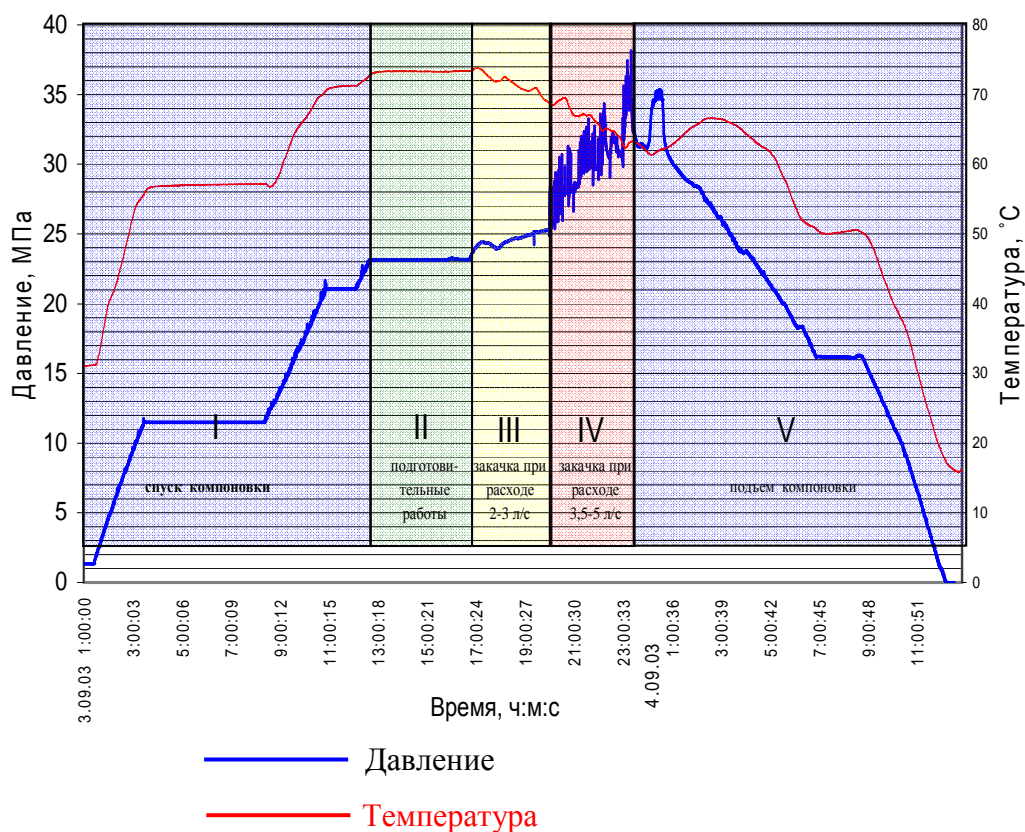


Рисунок 1 – Изменение давления и температуры при проведении ВИР в скважине 45 Дубровского месторождения

Совершенствование методов освоения скважин

Как показывает практика, зачастую после изоляционных работ связь пласта со скважиной отсутствует. Для ее восстановления приходится проводить СКВ и СКО. При этом в ряде случаев происходит значительное увеличение коэффициента приемистости. Логичным и единственным объяснением данного обстоятельства является разрушение (в процессе освоения) кислотой цементного камня за колонной (в колонне) и появление (восстановление) гидродинамической связи с изолированными высокопроницаемыми как правило обводненными интервалами.

Деструктивное влияние кислотных растворов было отмечено при проведении стендовых испытаний перфоратора новой конструкции. На одном из этапов исследований в качестве рабочей жидкости использовался 6 %-ный раствор HCl. В ходе работ после перфорации эксплуатационной колонны произошел мгновенный прорыв кислотного раствора в модель пласта по образовавшемуся зазору между металлической трубой и цементным камнем. Необходимо отметить, что при использовании в качестве рабочей жидкости технической воды, данного явления не наблюдалось за весь период резки (25–45 мин). В условиях реальной скважины, когда добиться идеального цементирования с использованием обычного цементного раствора невозможно в принципе (по причинам разбавления цементного раствора при закачке его за обсадную колонну, значительной водоотдачи, наличия на стенках скважины глинистой корки и т.п.), деструктивное влияние кислотных растворов после проведения ВИР более значительно.

В настоящее время с целью повышения эффективности и снижения негативного влияния применяемых методов освоения в БелНИПИнефть проводятся исследования по следующим перспективным направлениям:

- восстановление гидродинамической связи с пластом (реперфорация) после ВИР методами, исключающими необходимость применения в последующем агрессивных технологий (СКВ, СКО);

- освоение скважин и интенсификация притока нефти нефтекислотными эмульсиями (НКЭ);
- интенсификация притока нефти перед проведением водоизоляционных работ.

Основным способом вскрытия (перевскрытия) продуктивных отложений на нефтяных месторождениях РБ является гидropескоструйная перфорация (ГПП).

Общепринятой схемой проведения ГПП является лобовое разрушение преграды, когда угол между эксплуатационной колонной и подводимой струей близок к 90° . Компактность струи на существующих перфораторах ухудшается в связи с резким поворотом потока на 90° , т.к. насадки установлены в корпусе гидроперфоратора перпендикулярно центральному каналу. При этом происходит резкое повышение турбулентности потока и, соответственно, ухудшение качества струи и вскрытия. Кроме того, на испытаниях серийного перфоратора установлено сильное воздействие обратного потока водо-песчаной смеси на элементы крепления насадок, которые были существенно разрушены уже после первой резки обсадной колонны.

С целью повышения качества вскрытия пластов в БелНИПИнефть разработан перфоратор новой конструкции.

Основное отличие перфоратора состоит в том, что для обеспечения максимального отвода отраженной струи и исключения ее противодействия основной струе на опытном образце перфоратора расположение насадки наклонное, под некоторым углом к стенке скважины. Кроме наклонного расположения, насадка имеет удлиненную форму для удаления места крепления ее в корпусе перфоратора от места воздействия выходящей из насадки струи на обсадную колонну.

Выполненные стендовые испытания показали, что при одинаковых по диаметру насадках и режимах работы, перфорационный канал, созданный опытным образцом с наклонно расположенной насадкой, значительно превосходит (более чем в 3,5 раза) по площади фильтрации канал, созданный серийным перфоратором. Вскрытие (перевскрытие) продуктивных отложений перфоратором новой конструкции позволит обойтись без последующего освоения скважин СКВ и СКО.

Одним из перспективных направлений в области освоения скважин, которому в БелНИПИнефть уделяется большое внимание, является использование нефтекислотных эмульсий (НКЭ). В 2005 г. выполнены лабораторные исследования с целью подбора оптимального соотношения компонентов НКЭ: нефти, кислотного раствора и эмульгатора (ПАВ).

Эффективность разработанной НКЭ испытывалась на водо- и нефтенасыщенных моделях пласта результаты которых представлены на рисунке 2.

Анализ модельных исследований показал, что в результате обработки НКЭ проницаемость водонасыщенной модели пласта снижается на 27 %, а нефтенасыщенной – увеличивается на 40 %. Это позволяет предположить, что при освоении скважин с применением НКЭ, последняя будет селективно проникать и интенсифицировать нефтенасыщенные части коллектора.

Освоение скважин НКЭ после ВИР проведено в начале 2006 г. на 2 скважинах (скв. 33s2 Золотухинского и 91 Озерщинского месторождений). При приготовлении нефтекислотной эмульсии был применен смеситель новой конструкции, разработанный в БелНИПИнефть и позволяющий получить качественную однородную эмульсию. В настоящее время эффективность работ отслеживается.

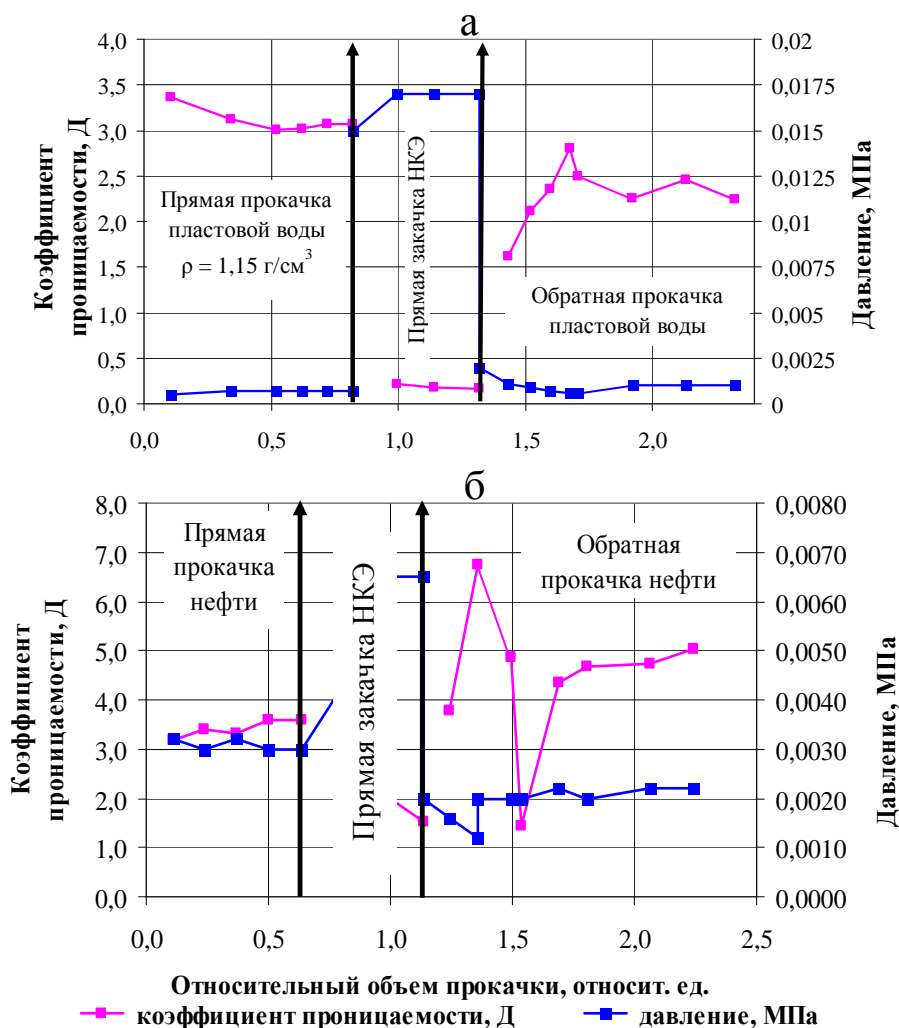


Рисунок 2 – Динамика изменения проницаемости и давления при обработке водонасыщенной (а) и нефтенасыщенной (б) моделей пласта нефтекислотной эмульсией

Изыскание, изучение и адаптация новых тампонажных материалов

До 2003 года выбор водоизоляционных композиций и реагентов был ограничен и включал в себя глинистый раствор и составы с контактным механизмом осадкообразования на основе жидкого стекла, лигнопола и гипана (в связи с высокой токсичностью хромпика гелеобразующие составы на его основе не использовались). По этой причине успешность работ находилась на уровне 50-55 %.

В рамках программы по разработке и внедрению новых технологий водоизоляционных работ в БелНИПИнефть в 2003-2005г.г. проведены лабораторные, модельные и совместно с НПФ «Нитпо» опытно-промысловые испытания и промышленное внедрение составов на основе реагента АКОР-БН102.

По результатам лабораторных исследований АКОР-БН102, выполненных в 2002 г., были сделаны следующие выводы:

- АКОР-БН102 по сравнению с традиционно применяемыми для ВИР растворами и композициями химреагентов обладает рядом преимуществ: хорошей совместимостью с водой, водными растворами солей и полимеров и практически не образует осадка при смешивании с водой;
- растворы АКОР-БН102 маловязкие (значения вязкости до 5 мПа·с) и легко проникают в пористые среды;
- период гелеобразования растворов АКОР-БН102 уменьшается с ростом мине-

рализации воды затворения, концентрации раствора и температуры, что позволяет варьировать рабочими концентрациями реагента для условий конкретной скважины;

- результаты испытаний, целью которых было изучение влияния карбонатной породы на время гелеобразования и pH растворов, свидетельствуют о том, что присутствие карбонатной породы ускоряет процесс гелеобразования.

Выполненные модельные исследования показали высокие водоизоляционные свойства растворов АКОР-БН102. Результаты одного из них представлены на рисунке 3.

Высокие структурно-механические свойства образующихся гелей, технологичность и возможность регулирования реологических свойств составов позволили рекомендовать реагент АКОР-БН102 к применению при РИР.

Опытно-промысловые испытания технологии ограничения водопритока с реагентом АКОР-БН102 были проведены в период с ноября 2002 г. по декабрь 2003 г. на 3-х скважинах, промышленное внедрение начато в 2004 г. [8]. Во всех случаях (за исключением скважино-операций, выполненных по технологии селективной изоляции) гидроэкран из загелированной массы АКОР-БН102 подкреплялся цементным раствором.

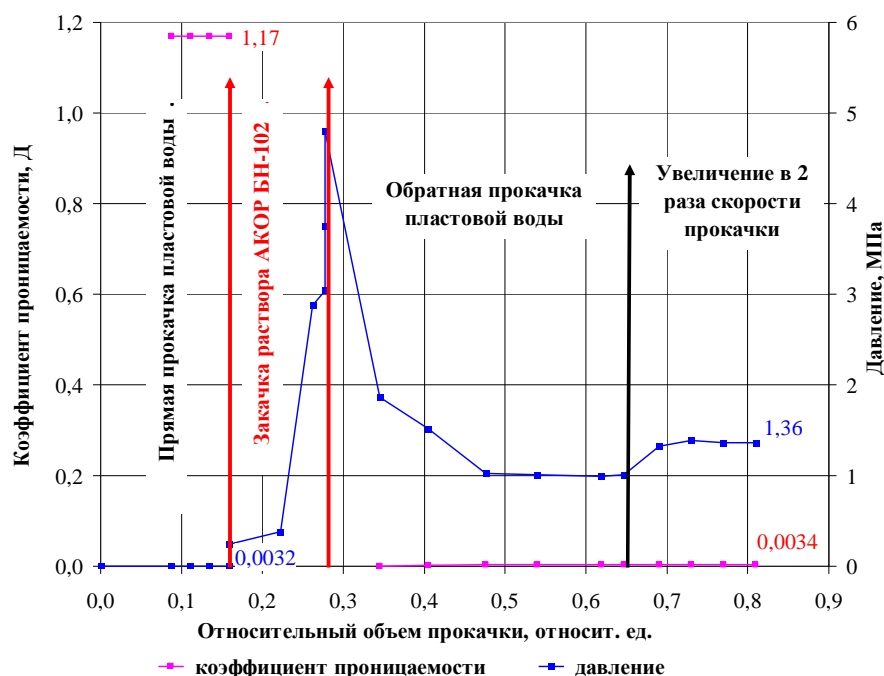


Рисунок 3 – Динамика изменения проницаемости насыпной модели пласта после обработки раствором АКОР БН-102 (1:3)

По состоянию на 01.01.2006 г. изоляционные работы с реагентом АКОР-БН102 проведены на 37 скважинах. Из них 18 скважино-операций выполнены в 2005 г. Успешность работ составила 75,7 % (28 скважино - операций из 37 эффективны). Дополнительная добыча на 01.01.2006 г. получена в объеме 58202 тонны нефти или 1573 тонны на 1 выполненную и 2079 тонн на 1 успешную скважино – операцию. Эффект от 21 скважино-обработки продолжается.

Необходимо отметить увеличение из года в год количества скважино-операций, выполняемых по данной технологии, что позволило повысить успешность водоизоляционных работ с 50-55 % в 2000-2002 г. г. (при применении традиционных технологий) до 75 % в 2005 г.

В настоящее время к высокоперспективным также можно отнести составы на основе частично гидролизованных ПАА. Выполненные лабораторные, модельные и опытно-промысловые испытания (скв. 191g2 Речицкого месторождения) показали обнадеживающие результаты.

Таким образом, проблема повышения эффективности водоизоляционных работ в РУП «ПО «Белоруснефть» решается комплексно, путем проведения научных изысканий практически по всем перспективным направлениям.

Большой научный потенциал, накопленный опыт, а также проводимые в настоящее время изыскания по разработке и внедрению новых технологий и составов, позволяют результативно решать существующие проблемы в области изоляции водопритока.

Литература:

1. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра. 1981. – 236 с.
2. Пирожков В.В., Агеенко Е.В., Демяненко Н.А. Технологическая эффективность водоизоляционных работ в РУП «ПО «Белоруснефть» в 1998-2000 г. Сб. науч. трудов «Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь». Выпуск 4, Гомель 2001.
3. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности / Симонов Б.Ф., Опарин В.Н., Канискин Н.А. и др. // Нефт. хоз-во – 2000 – №5. – С. 41-46.
4. Некоторые физико-химические процессы в пластовом коллекторе в поле сейсмической энергии / Амосов С.М., Войтов Т.И., Кузнецов В.В., Николаев А.В. // Сейсмическое вибровоздействие на нефтяную залежь. – М.: РАН, 1993. – С. 213-227.
5. Выбор частот при вибрационном воздействии на призабойную зону / А.Ш. Янтурин, Р.Ш. Рахимкулов, Н.Ф. Кагарманов. – Нефтяное хозяйство, 1986, №12, с. 40-42.
6. Исследование воздействия виброударных волн на призабойную зону эксплуатационных и нагнетательных скважин / Галлямов М.Н. и др. – Нефтяное хозяйство, 1970, №1, с. 51-53.
7. Повышение нефтеотдачи низкочастотным сейсмическим воздействием на залежь / Барабанов В., Николаев А. // Нефтеотдача – 2003 – №6. – С. 40-43.
8. Эффективность новых технологий ограничения водопритока, опробованных на нефтяных месторождениях РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» г 2002-2003 г.г. / В.В. Пирожков, В.Г. Пысенков, И.В. Лымарь, Е.В. Агеенко, Н.А. Демяненко (БелНИПИнефть), В.М. Строганов, А.М. Строганов (НПФ «НИТПО») – Сборник научных трудов БелНИПИнефть, Гомель 2004г

ДИАГНОСТИКА ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ИЗБЫТОЧНОЙ ДОБЫЧИ ВОДЫ

Куликов А.Н. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)

Диагностика водопритоков графическими методами в практике является дополнением геофизических методов. В свою очередь использование одних лишь геофизических методов недостаточно для полного представления механизма обводнения скважин. Геофизические исследования дают лишь точечные результаты в шкале времени, и данные, полученные несколько месяцев назад, могут не отвечать текущей ситуации. Зачастую геофизическими исследованиями по контролю за разработкой охватывается не весь фонд скважин. На качество результатов геофизических исследований часто влияют такие технические помехи, как отсутствие зумпфа, кривизна скважины, недостаточно полный комплекс используемых методов. Таким наиболее часто используемым геофизическим методом, как термометрия, трудно бывает в условиях сложного продуктивного разреза выделить обводнение за счет заколонных циркуляций с нижнего пласта от обводнения за счет конусообразования, отметить обводнение за счет прорыва фронта нагнетаемой воды в присутствии обводнения по негерметичному цементному кольцу. Эти вопросы снимаются при комплексном использовании геофизических и графических методов анализа динамик показателей эксплуатации скважин.

Графической диагностике водопритока посвящен целый ряд работ отечественных и зарубежных авторов [1-4]. В работе [2] представлен удобный метод анализа водного периода эксплуатации скважины, позволяющий проследить последовательное обводнение отдельных пластов, связь динамик обводнения скважины с геологическим строением пласта, дана соответствующая классификация продуктивных разрезов добывающих скважин. В работе [4] представлены несколько графических инструментов анализа источников обводнения скважин, являющиеся результатами как промысловых, так и модельных исследований. В частности в качестве универсального средства диагностики водопритока представлены типовые кривые временных динамик водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной.

Опыт анализа обводнения скважин подсказывает, что динамика обводнения скважины зависит от многих факторов, поэтому для раскрытия механизма обводнения скважины простой динамики обводненности или ВНФ может быть недостаточно. С этой точки зрения наиболее информативным из инструментов, представленных в работе [4], является метод ограничения дебита, предложенный авторами статьи для разделения двух случаев обводнения – за счет конусообразования и разлома, проходящего через водо- и нефтенасыщенные части ПЗП скважины. Первый источник обводнения имеет место в случае синфазного изменения динамик обводненности продукции и дебита жидкости скважины [5], второй – в случае их асинфазного изменения. Наш опыт использования данного инструмента позволил адаптировать его для выявления такой проблемы, как поступление воды по негерметичностям в цементном кольце.

Физический механизм, используемый данным инструментом, связан с более низким пластовым давлением в эксплуатируемом нефтенасыщенном пласте по сравнению с давлением в обводняющем водоносном. Рассмотрим его на примере скважины объекта БП₁₀₋₁₁ Тарасовского месторождения. Объект состоит из двух пластов БС₁₀ и БС₁₁, разделенных выдержанным непроницаемым разделом. В пределах нефтяной оторочки нижний пласт БС₁₁ либо насыщен водой, либо представлен водонефтяной зоной (ВНЗ), пласт БС₁₀ изначально нефтенасыщен.

Допустим полное отсутствие цементного кольца в интервале продуктивного горизонта. Обозначим базовые величины забойного давления, среднесуточной добычи жидкости и обводненности добываемой жидкости, выраженной в долях единицы, соответствен-

но $R_{з\bar{a}b_1}$, Q_1 и β_1 . Давление в водонасыщенной части продуктивного разреза скважины равно начальному пластовому $P_{нач.}$, а в нефтенасыщенной – текущему $P_{тек}$. Тогда базовые величины депрессии на нефтенасыщенную и водонасыщенную части разреза соответственно равны:

$$\Delta P_{H1} = P_{тек} - P_{з\bar{a}b_1}; \quad (1)$$

$$\Delta P_{B1} = P_{нач} - P_{з\bar{a}b_1}. \quad (2)$$

Сниженное пластовое давление в эксплуатируемой нефтеносной части пласта является основной гидродинамической особенностью водоплавающих залежей. Благодаря ей нефтенасыщенный пласт испытывает меньшую депрессию, чем водонасыщенный. Допустим в результате увеличения отборов жидкости забойное давление уменьшилось до $R_{з\bar{a}b_2}$. Тогда значения кратности увеличения депрессии на нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты будут соответственно равны:

$$P'_H = \frac{P_{тек} - P_{з\bar{a}b_2}}{P_{тек} - P_{з\bar{a}b_1}}; \quad (3)$$

$$P'_B = \frac{P_{нач} - P_{з\bar{a}b_2}}{P_{нач} - P_{з\bar{a}b_1}}. \quad (4)$$

При одинаковой абсолютной величине прироста депрессии относительный прирост депрессии будет выше в нефтенасыщенном пласте. Так, при значениях начального и текущего пластового давления соответственно 25.8 МПа и 24.0 МПа и при снижении забойного давления в результате увеличения отборов от 16.0 МПа до 14.4 МПа значения кратности прироста депрессии на нефтенасыщенную и водонасыщенную части разреза составляют соответственно 1.4 и 1.16. Более высокий относительный прирост депрессии в нефтенасыщенной части разреза обуславливает и более высокий относительный прирост притока нефти по сравнению с относительным приростом притока воды. Формулы для определения новых значений среднесуточной добычи нефти и воды, а также степени снижения обводненности добываемой жидкости принимают вид:

$$Q_{H2} = Q_1 \cdot (1 - \beta_1) \cdot P'_H; \quad (5)$$

$$Q_{B2} = Q_1 \cdot \beta_1 \cdot P'_B; \quad (6)$$

$$\Delta\beta = \beta_1 - \beta_2 = \beta_1 - \frac{Q_{B2}}{Q_{B2} + Q_{H2}} = \beta_1 - \frac{\beta_1 \cdot P'_B}{(1 - \beta_1) \cdot P'_H + \beta_1 \cdot P'_B}. \quad (7)$$

Данный механизм, усиливаемый рядом физических и физико-химических факторов, представленных в работе [6], объясняет снижение обводненности добываемой жидкости на скважинах, обводняемых по негерметичностям в цементном кольце, при увеличении добычи жидкости и наоборот. На этом механизме основан способ распознавания обводнения скважин благодаря заколонным циркуляциям воды (ЗКЦ).

В качестве примера на рис. 1 представлена динамика обводнения и дебита жидкости скважины № 108 Славкинского месторождения. Видно, что динамики переходят от взаимной асинфазности к синфазности сразу после ввода закачки через соседнюю скважину, что объясняется проявлением описанного механизма до ввода ППД, прорывом фронта закачиваемой воды после его введения и снижением в результате этого доли воды, добываемой за счет ЗКЦ. Как видим, представленный инструмент выделения обводнения за счет заколонных циркуляций работоспособен в случае отсутствия ППД. В случае же его присутствия на динамику обводненности кроме дебита жидкости влияют и другие факторы. Поэтому в представленной ниже методике диагностики водопритока список аналитических инструментов расширен, а сама диагностика производится в несколько этапов.

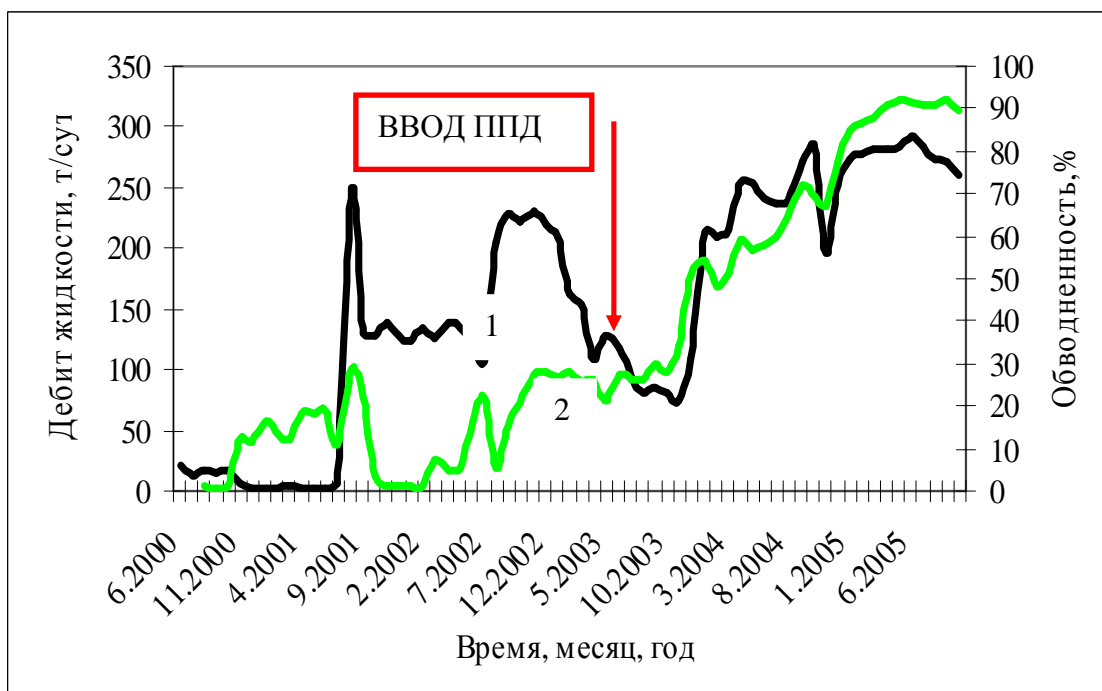


Рисунок 1 – Динамика обводнения скважины № 108 Славкинского месторождения:
1 - дебит жидкости, 2 - обводненность продукции

Оценка доли избыточной добычи воды в продукции каждой добывающей скважины как разницы между текущим значением обводненности продукции и его оптимальным значением, которое соответствует оптимальной тенденции обводнения. При этом за оптимальную тенденцию обводнения скважины принимают ту, которая обеспечивает в перспективе извлечение начальных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на данную скважину. Наиболее просто оптимальная тенденция обводнения определяется с помощью модели, часто используемой западными специалистами для моделирования процессов вытеснения нефти водой [3, 4, 7]:

$$LN (ВНФ) = f (\Sigma Q \text{ нефти}). \quad (8)$$

Действительно, наш опыт использования данной модели показывает, что построенная с ее помощью характеристика вытеснения имеет прямолинейный восходящий характер в случае обводнения скважины фронтом нагнетаемой воды, что с одной стороны позволяет использовать ее при диагностике, с другой - строить оптимальную тенденцию обводнения каждой скважины в виде прямой по двум точкам:

1. точка, соответствующая первому фактическому значению доли нагнетаемой воды в текущей продукции скважины и накопленной добыче нефти за безводный период;
2. точка, соответствующая предельному значению обводненности продукции и накопленной добыче нефти в объеме начальных извлекаемых запасов (НИЗ) скважины.

На рис.2 представлена характеристика вытеснения, построенная по данным добычи скважины № 443 объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения. Величина избыточной добычи воды, приходящей на тонну добываемой нефти отмечена на рисунке черной вертикальной стрелкой. На основании таких данных по всем скважинам залежи строится карта «избыточной» воды. На рис.3 представлена такая карта для объекта БС₈ Западно-Малобалыкского месторождения. Ее анализ позволяет отметить, что наибольшая доля избыточной воды отмечается в продукции северной чисто нефтяной зоны залежи, и юго-восточной водонефтяной.



Рисунок 2 – Динамика обводнения скважины № 443 объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения

Аналогично для каждой скважины с помощью той же оптимальной тенденции обводнения определяется величина отставания накопленной добычи нефти от оптимального значения для текущей обводненности. Частное от деления величины этого отставания на НИЗ скважины представляет собой показатель текущего недоотбора запасов, а карта распределения данного показателя по площади залежи представляет собой карту потенциала методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Построение карт приведенных ФНВ - накопленного ВНФ продукции скважины на момент достижения фиксированного значения обводненности (обычно 50 %). Этот комплексный параметр оперирует соотношением текущей обводненности продукции скважины с накопленной, т.е. функции с интегралом, что позволяет идентифицировать характер динамики обводненности. На рис.4 представлена сравнительная динамика обводнения объектов Мамонтовского месторождения в координатах накопленного ВНФ и средней текущей обводненности. Из рисунка видно, при значении текущей обводненности 70 % по значению накопленного ВНФ объекты разделились на две группы. Объекты с более высоким значением приведенного накопленного ВНФ обводняются подошвенными водами своего горизонта, объекты с меньшим значением приведенного накопленного ВНФ – обводняются закачиваемыми водами. Рассчитав значение данного параметра для каждой скважины и построив карту распределения его по площади залежи, мы получаем инструмент, позволяющий анализировать площадное распределение характера и источника обводнения скважин.

На рис.5 представлена карта приведенных ВНФ объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения. Ее анализ позволяет отметить, что обводнение скважин подошвенными водами наблюдается в юго-восточной и юго-западной водонефтяных зонах, контурными - в приконтурных областях центральной части залежи, обводнение скважин закачиваемыми водами в основном отмечается в северной чисто нефтяной части залежи.

Корреляционный анализ динамик обводненности продукции каждой добывающей скважины, закачки воздействующей на нее нагнетательной и показателей энергетического состояния пласта позволяет уточнить источник обводнения и его изменение в ходе эксплуатации этой скважины. Признаками обводнения скважин подошвенными водами является обводнение скважины до ввода ППД и снижение обводненности продукции скважи-

ны после ввода закачки, асинфазность изменения динамик обводненности и закачки. Физический механизм действия данного инструмента связан с гидродинамическими особенностями разработки водоплавающих залежей и водонефтяных зон [8, 9].

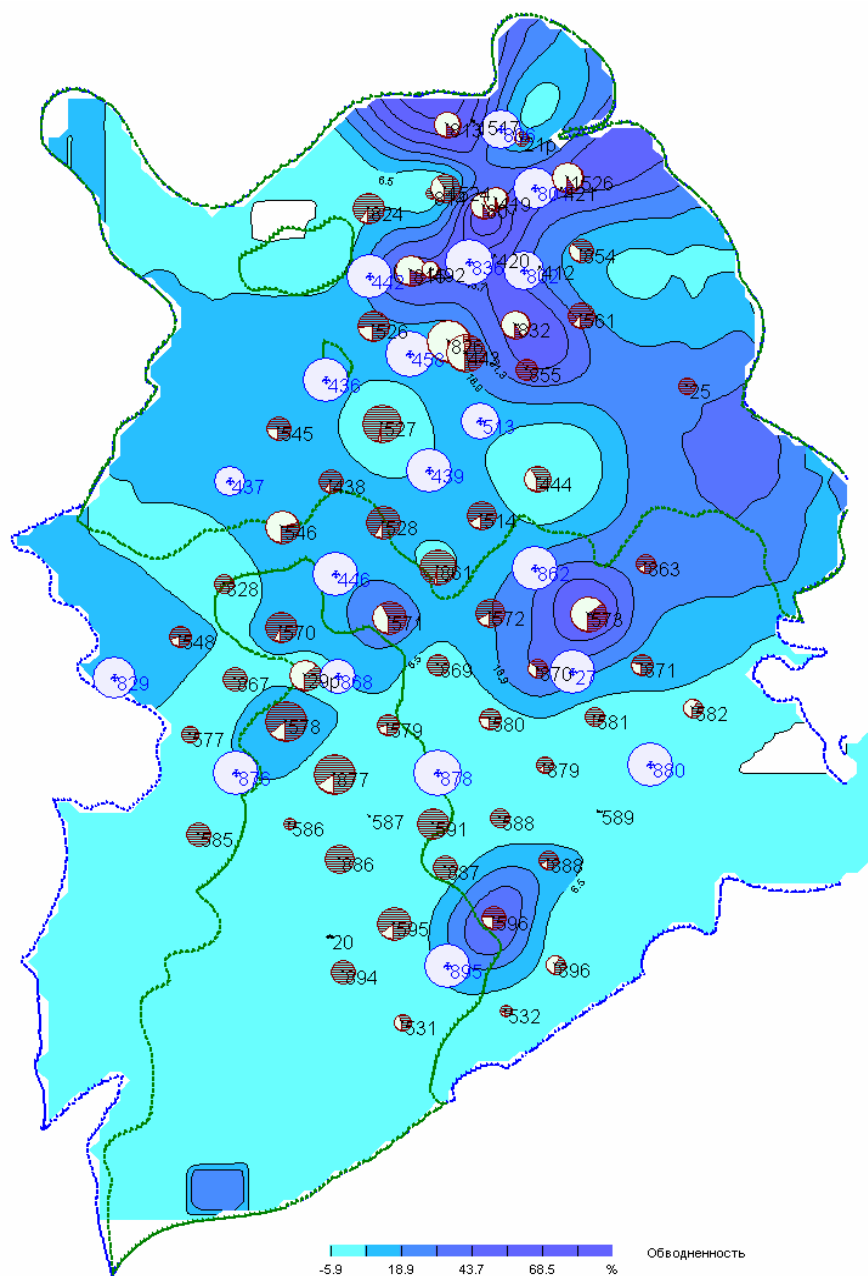


Рисунок 3 – Карта «избыточной воды» объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения.

Допустим, продуктивный пласт в разрезе нагнетательной скважины представлен двумя разнонасыщенными пропластками, одинаковыми по толщине и по абсолютной проницаемости, разделенными непроницаемой перемычкой. Закачка ведется в верхний нефтенасыщенный пропласток, а в цементном кольце имеется канал ухода закачиваемой воды в нижний водонасыщенный. Допустим, среднее значение начальной водонасыщенности в водонасыщенном пропластке равно 0.7, а в нефтенасыщенном - 0.35. Тогда согласно типовым кривым относительных фазовых проницаемостей (ОФП) полимиктового коллектора, характерного для месторождений Западной Сибири, фазовая проницаемость в водонасыщенном пласте будет в несколько раз выше, чем в нефтенасыщенном. Согласно

формуле Дарси (9) для нагнетательной скважины объемная приемистость также будет кратно выше для водоносного пласта [7]:

$$Q_{зак} = \frac{K_B * h * (\bar{P}_{заб} - P_{пл.})}{141.2 B_B \mu_B \left[\ln \left(\frac{R_{конт}}{R_{скв}} \right) + S \right]}, \quad (9)$$

где K_B – фазовая проницаемость для воды,
 h – толщина пласта,
 $P_{пл.}$ – пластовое давление,
 $P_{заб.}$ – забойное давление,
 μ_B – вязкость воды,
 $R_{конт}$ – радиус контура питания,
 $R_{скв}$ – радиус скважины,
 S – скин-фактор.

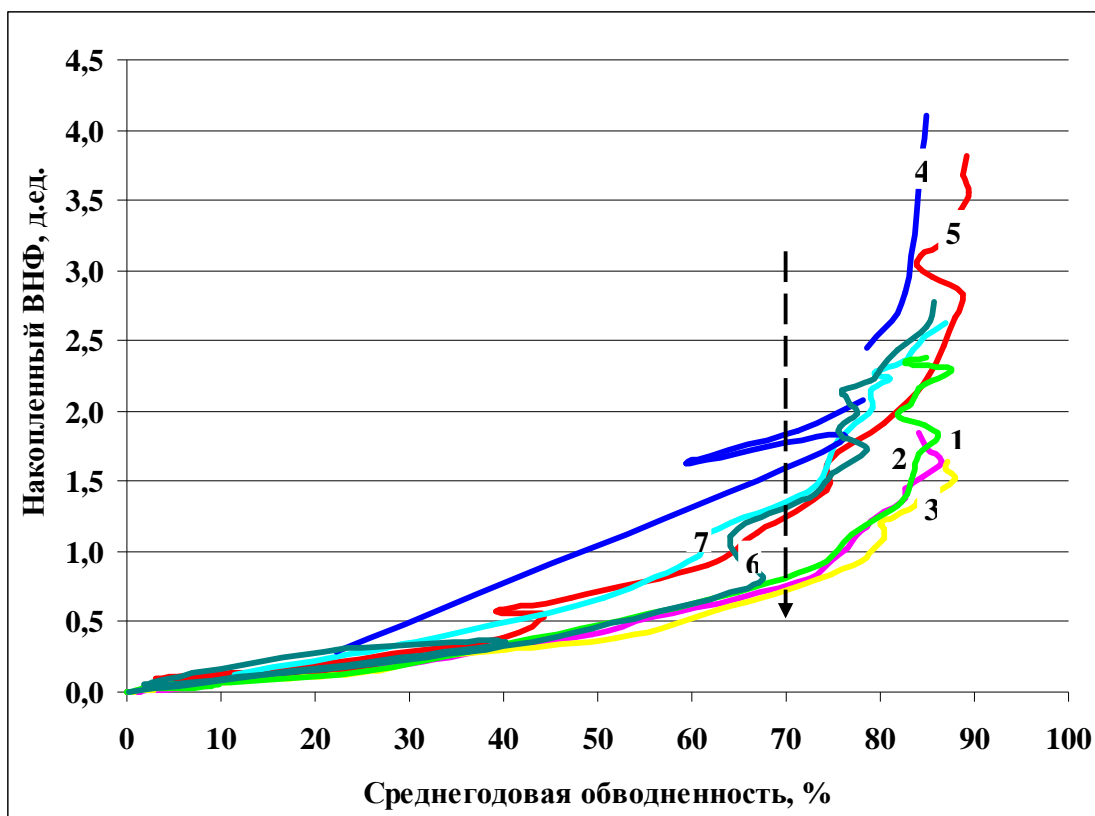


Рисунок 4 – Сравнительная динамика обводнения объектов Мамонтовского месторождения: 1 - БС11, 2 - АС4, 3 - БС10мон, 4 - БС6, 5 - АС5-6, 6 - БС8, 7 - БС10 тсп.

Поэтому при одинаковых значениях толщины и абсолютной проницаемости разнонасыщенных пропластков, при едином начальном пластовом давлении $P_{пл.}$ и при едином забойном давлении $P_{заб.}$ закачиваемая вода будет поступать в водонасыщенную подошвенную часть намного интенсивнее. Это ведет к снижению пластового давления в нефтенасыщенной части пласта, к снижению притока нефти в добывающие скважины и в условиях обводнения подошвенными водами – к росту обводненности. В этих условиях увеличение объемов закачки приводит к росту эффективной закачки и пластового давления в нефтенасыщенной части разреза, что в свою очередь приводит к росту притока нефти в

скважины и к снижению средней обводненности добываемой жидкости. Данный механизм имеет место благодаря действию следующих геологических и физических факторов:

- связанность водонасыщенной подошвы залежи с водоносным горизонтом, с которым она составляет единый резервуар;
- вертикальная изоляция нефтенасыщенной части пласта от водонасыщенной непроницаемыми глинисто-аргиллитовым разделом;
- латеральная изоляция внутриконтурной нефтенасыщенной части пласта от законтурной благодаря низкой фазовой проницаемости для воды во внутриконтурной зоне и низкой проницаемости для нефти в законтурной;
- незначительность нефтенасыщенного объема залежи по сравнению с объемом водоносного резервуара.
- законы элементарной физики, согласно которым изменение давления в жидкости при фиксированном изменении объема обратно пропорционально объему резервуара:

$$\Delta P = \Delta V / -c V; \quad (10)$$

где:

ΔP – изменение пластового давления;

ΔV – изменение объема;

V – объем резервуара;

c – коэффициент сжимаемости жидкости;

Т.е. чем меньше объем резервуара, тем быстрее растет давление при введении закачки или увеличении ее объемов.

Использование данной закономерности при корреляционном анализе динамик обводненности добывающей скважины и показателей энергетического состояния пласта позволяет качественно определить источник обводнения. В случае асинфазности этих динамик имеет место обводнение подошвенными либо контурными водами. Синфазность этих динамик является признаком обводнения скважины закачиваемыми водами. В условиях отсутствия и недостаточности данных исследований скважин в качестве условного показателя энергетического состояния пласта (УПЭС) можно использовать величину разности между закачкой, приходящейся на данную скважину и добычей жидкости этой скважиной. Опыт использования данного инструмента показал хорошую сходимость его результатов с результатами промыслово-геофизических исследований.

Корреляционный анализ динамик обводненности с динамикой дебита жидкости, представленный выше, а также ряд других инструментов позволяют при обводнении скважины подошвенными водами определить источник поступления подошвенных вод – либо по конусу водонасыщенности в случае монолитного пласта, либо по негерметичностям в цементном кольце в случае расчлененного.

На рис. 6 представлен пример анализа обводнения скважины № 443 объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения. Присутствие воды в продукции скважины до ввода ППД указывает на то, что скважина изначально обводняется за счет подошвенных вод. Снижение обводненности после ввода ППД и отмеченная черными двухсторонними стрелками асинфазность динамик обводненности и УПЭС в первый период после ввода ППД подтверждают обводнение подошвенными водами. Отмеченная красными стрелками синфазность динамик обводненности и УПЭС, наблюдаемая начиная с конца 2004 года, указывает на прорыв закачиваемых вод. Этот вывод подтверждается выходом динамики логарифма ВНФ (рис.1) на восходящую прямую начиная с 2005 года.

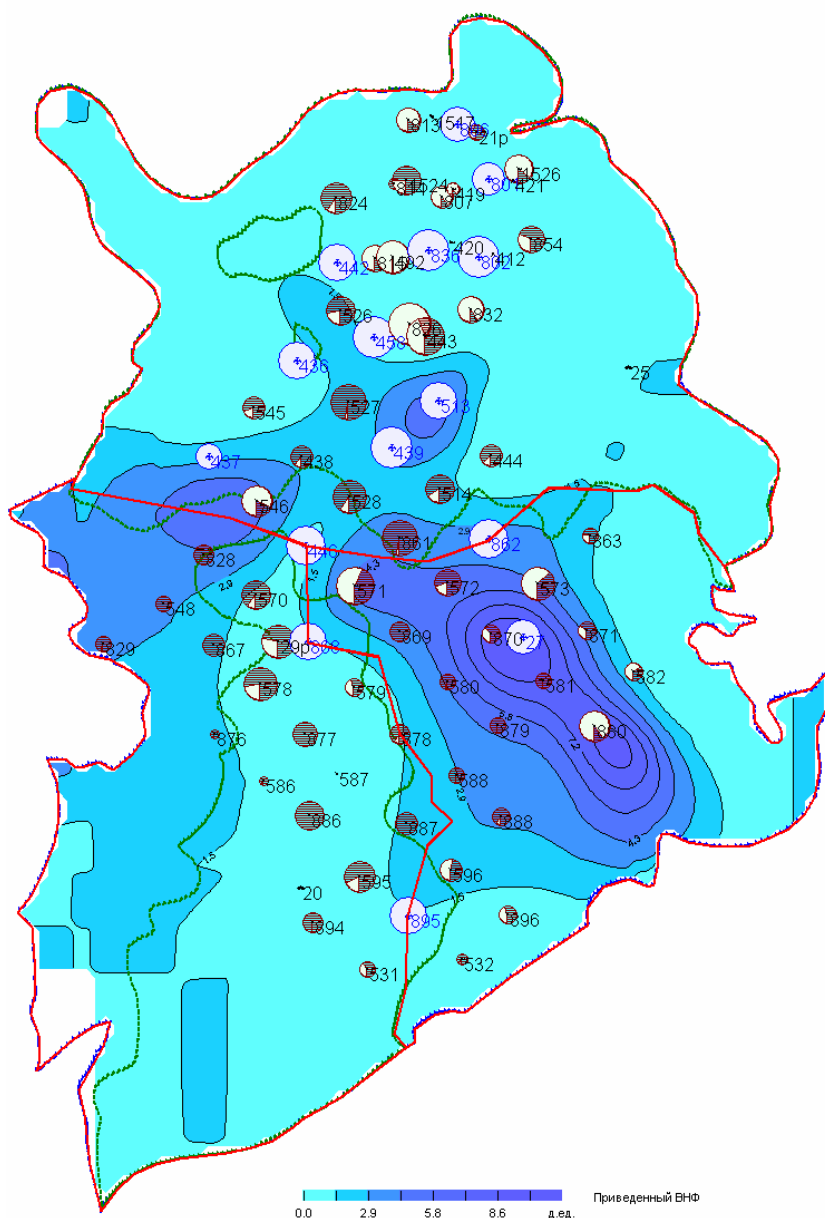


Рисунок 5 – Карта приведенных ВНФ объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения.

Количественной оценкой корреляционных связей уточняются результаты анализа. В случае если коэффициент корреляции добычи воды и закачки высок, можно уверенно говорить об обводнении закачиваемыми водами. В случае если при высокой обводненности продукции скважины этот коэффициент низок, а коэффициент корреляции добычи нефти с закачкой высок, можно уверенно говорить об обводнении подошвенными водами. Так коэффициент корреляции между динамикой добычи воды описанной выше скважины № 443 Западно-Малобалыкского месторождения с динамикой закачки ближайшей нагнетательной скважины № 458 за период конец 2004 г. - 2005 г. составил 0.82. Корреляции закачки с динамики добычи нефти почти нет - коэффициент корреляции составил 0.35. Это указывает на холостые потоки закачиваемой воды вдоль пласта и подтверждает указанный источник обводнения.

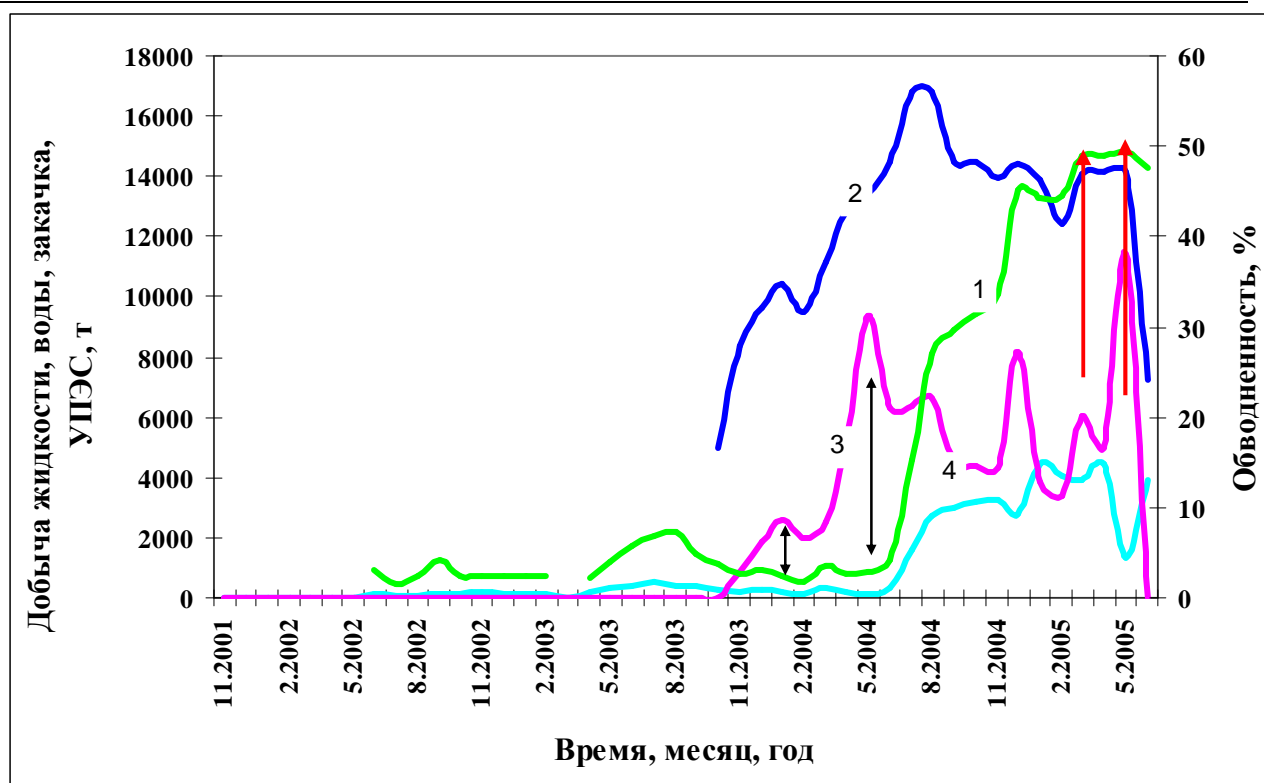


Рисунок 6 – Анализ обводнения скважины № 443 объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения: 1 - обводненность продукции, 2 - закачка, 3 - УПЭС, 4 - добыча воды.

С учетом выявленных источников обводнения принимаются решения по применению тех или иных технологий ограничения добычи избыточной воды. Так на северном участке объекта БС-8 Западно-Малобалыкского месторождения, где скважины обводняются закачиваемыми водами, были предложены обработки нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости. В результате их проведения обводненность окружающих добывающих скважин снизилась на величину до 5 %. На юго-восточном участке, характеризующимся сниженным пластовым давлением и проявлением подошвенных вод, по результатам анализа были рекомендованы работы по дальнейшему восстановлению энергетического состояния пласта. Увеличением объемов закачки средняя обводненность продукции участка была снижена на 10 %.

Использованные источники:

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999 – 285 С.
2. Л.И. Меркулова, А.А. Гинзбург. Графические метода анализа при добыче нефти. - М. «Недра», 1986 г – 105 С.
3. Д.Д. Спарлин, Р.У. Хаген. Контроль и регулирование добычи воды при разработке месторождений. // Нефть, газ и нефтехимия. - 1984 г. - №3. – С. 12-17.
4. Билл Бейли, Майк Крабтри, Джеб Тайри.и др. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. – 2001. - № 1. – С. 44-67;
5. Muskut M., Wykoff R.D. «An appro[imate theori jf water coning in oil prodaction», SPE Transaction, АIME, 1935.
6. Куликов А.Н. О гидродинамическом механизме форсированного отбора жидкости как метода увеличения нефтеотдачи пластов. // "Нефтепромысловое дело"// - 2005. - № 6. С 20-25.

7. Д.Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М: ЮКОС, 2001. - 141 С.
8. Куликов А.Н., Дворкин В.И. Гидродинамические особенности разработки водоплавающих залежей нефти и их влияние на эффективность геолого-технических мероприятий". Электронный журнал "Исследовано в России", 84, стр. 879-888, 2005 г.
9. Куликов А.Н., Закиров В.Р., Дворкин В.И. Гидродинамические особенности разработки водоплавающих залежей нефти и их влияние на эффективность геолого-технических мероприятий // Уфа. Сборник научных трудов VI конгресса нефтегазопромышленников России, 2005. – 383 с.

РИР В СИСТЕМНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ОБВОДНЕННЫЕ УЧАСТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Земцов Ю.В. (ООО «КогалымНИПИнефть»)

В последнее время на нефтяных месторождениях Западной Сибири наметилась тенденция снижения технологической эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи. Основной причиной этого является увеличение степени выработки объектов разработки. Однако в некоторых случаях, например в условиях Тевлинско-Русскинского месторождения, относящегося к категории сложно-построенных залежей, где остаточные извлекаемые запасы еще достаточно велики, а темпы обводнения на отдельных участках значительно опережают их выработку, наблюдается та же тенденция. В связи с этим, в условиях высоко расчлененных и неоднородных по проницаемости пластов типа БС10₂₊₃ Тевлинско-Русскинского месторождения необходимо применение новых нетрадиционных методов воздействия на пласт и регулирования разработки.

Из числа перспективных идей данного направления заслуживает внимания выдвинутая в 90-х годах прошлого века доктором технических наук, профессором А.Т. Горбуновым, концепция «системного воздействия» на пласты и участки сложно-построенных залежей с трудно извлекаемыми запасами. Коротко суть идеи заключается в целенаправленном или системном воздействии на пласт как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Это использование комплекса мероприятий с индивидуальным подходом к каждой скважине участка воздействия с учетом её конкретной геологии и текущего промыслово-эксплуатационного состояния. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» идея нашла широкое практическое применение в части подбора индивидуальных технологий к конкретным условиям при осуществлении работ ПНП на нагнетательном фонде скважин. В отдельных случаях эти работы сочетались с нестационарным заводнением, форсированием отборов или остановками предельно обводненных добывающих скважин.

В 2001 году институтом «КогалымНИПИнефть» в условиях пласта БС10₂₊₃ Тевлинско-Русскинского месторождения была апробирована новая технология изоляции прорывов нагнетаемых вод с применением высоко температурных гелеобразующих составов ГОС-ВТ [1,2]. Отличительной особенностью работы было то, что РИР выполнены не на разбросанных участках залежи, а в блоке 3-х рядом стоящих скважин, расположенных по обе стороны от разрезающего нагнетательного ряда. По существу, была апробирована эффективность РИР, как элемента системного воздействия на участок залежи в зоне расположения этих скважин. В результате опытных РИР на 3-х скважинах, в течение последующих 14-ти месяцев из них было дополнительно добыто 1,6 тыс. тонн нефти и ограничен отбор 66,2 тыс. м³ непроизводительно закачиваемой и попутно извлекаемой воды. В целом же, вследствие перераспределения отборов закачиваемой воды, по участку отреагировавших на это рядом расположенных добывающих скважин за этот период дополнительно добыто 9,5 тыс.т нефти [3].

С учетом полученного опыта работы были продолжены, а в 2003 году на одном из участков Тевлинско-Русскинского месторождения испытана эффективность одновременного воздействия на залежь со стороны нагнетательных и со стороны высоко обводненных добывающих скважин – то есть РИР апробированы именно в концепции «системного воздействия». Опытный участок содержал 4 нагнетательных и 16 реагирующих добывающих скважин, расположенных между ними – Рис. 1. Подбор участка производился на основании детального анализа геологических условий, динамики и текущего состояния показателей разработки, мониторинговых исследований с использованием программного комплекса «ТРИАС» [4]. Участок и скважины характеризовались следующими условиями:

- текущая нефтенасыщенность в зоне участка составляет 0,35-0,70, а в зонах от-

- бора скважин, намеченных к РИР, – не менее 0,35-0,45 д.ед. (Рис. 2);
- плотность остаточных извлекаемых запасов – не менее 0,3-0,4 м³/кв.м;
- наличие в зоне отборов планируемых к РИР добывающих скважин текущих запасов не менее 30-40% от извлекаемых;
- текущая обводненность: участка в целом – 65-75%; планируемых к РИР скважин – 93-98%;
- высокая расчленённость и послойная неоднородность по проницаемости слагающих пласт пропластков (Рис. 3 – 11 пропластков с проницаемостями в пределах 0,010-0,400 мкм²); в разрезе высоко обводненных добывающих скважин имеются пропластки пониженной проницаемости (0,010-0,040 мкм²), которые не вовлечены в работу;
- прослеживается достаточно устойчивая корреляция отдельных пропластков от нагнетательных скважин к высоко обводненным добывающим, по участку в целом, а также наиболее вероятные направления и пропластки прорыва нагнетаемых вод (Рис. 3).

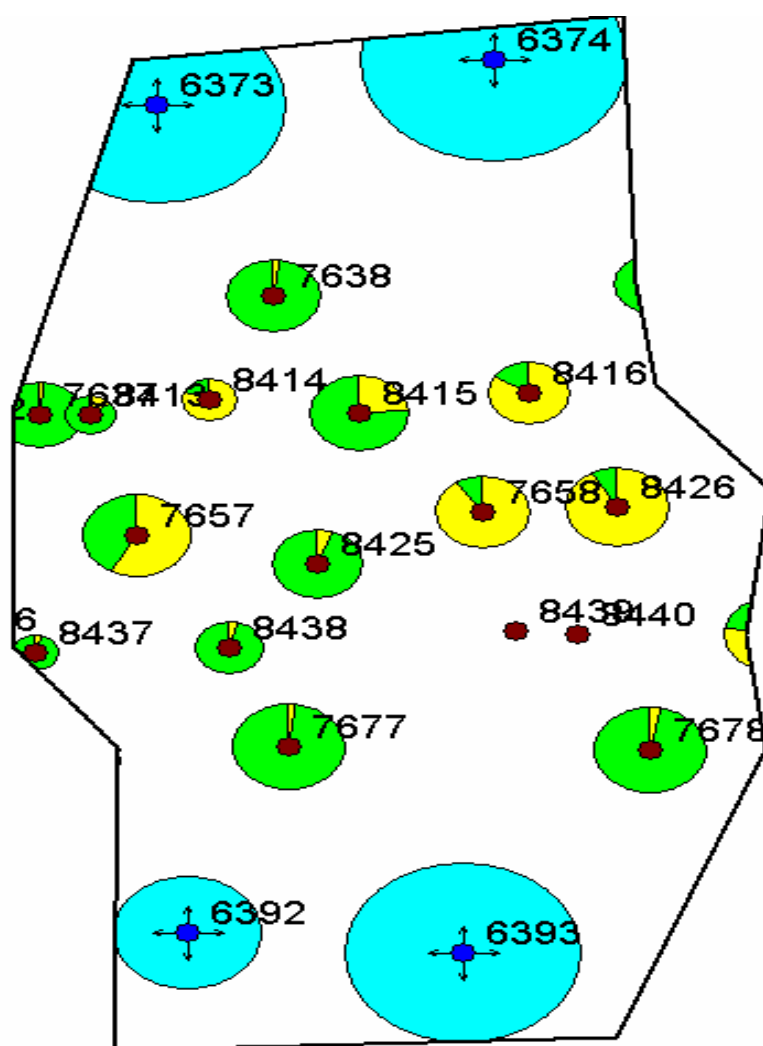


Рисунок 1 – Карта текущего состояния разработки участка

Совокупный анализ профильных разрезов и рассчитанных по программе «ТРИАС» направлений фильтрационных потоков показывает, что прогрессирующее обводнение участка преимущественно обусловлено фильтрацией закачиваемой воды по двум-трем верхним пропласткам пласта БС10₂, имеющим проницаемость 0,200-0,400 мкм². Расположенные ниже прослои имеют проницаемость 0,008-0,040 мкм², чтократно – в 5-50 раз меньше, поэтому практически не вовлечены в работу и содержат в себе слабо дренируе-

мые или не извлекаемые при установившейся системе разработки запасы. На участке непроизводительная закачка имеет место по направлениям:

- нагнетательная скважина № 6373 → добывающая № 7638. Прорыв воды, наиболее вероятно, произошел по пропласткам 2, 3 и 4;
- нагнетательная скважина № 6392 → добывающие № 7677 и № 8425. Прорыв воды произошел по пропласткам 1, 2 и 3;
- нагнетательная скважина № 6393 → добывающая № 7678. Прорыв воды произошел по пропласткам 1, 2 и 3.

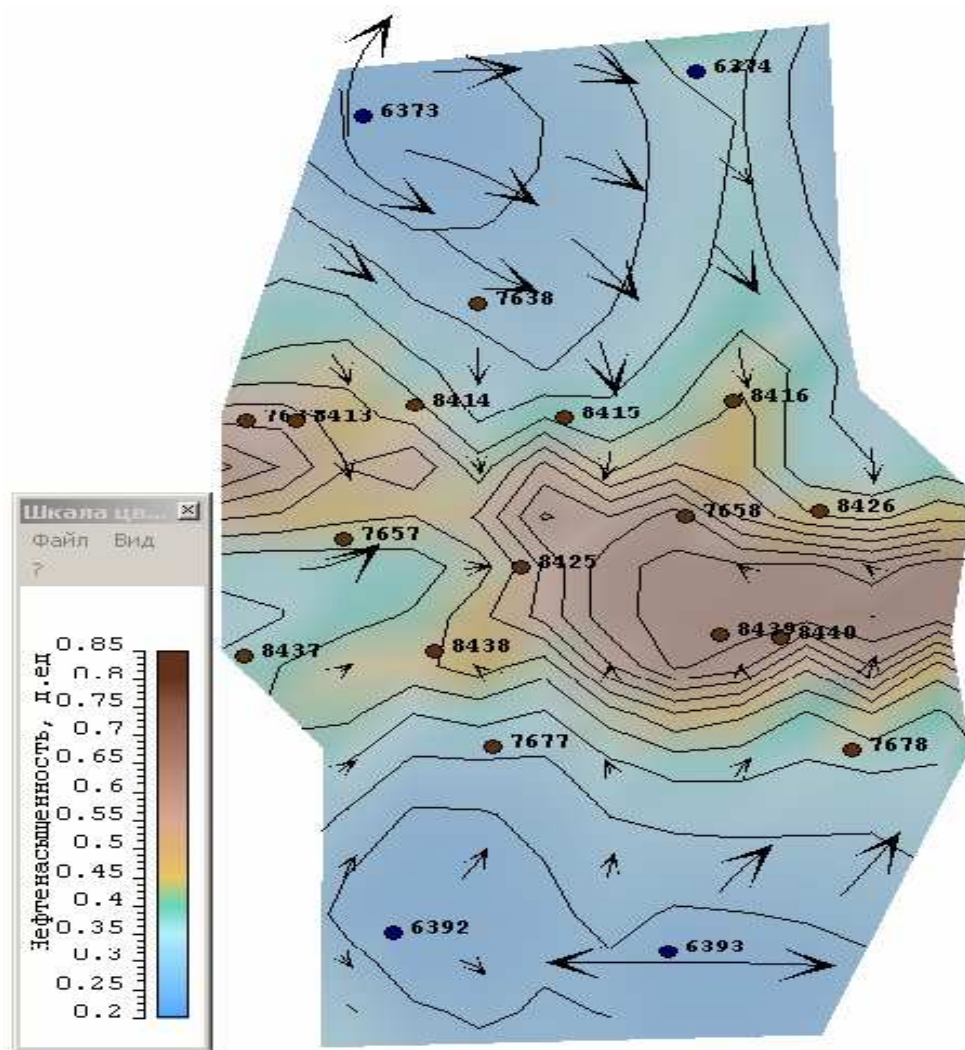


Рисунок 2 – Карта текущей нефтенасыщенности и направлений фильтрационных потоков

С учетом того, что скважина участка № 6374 была введена в эксплуатацию в роли нагнетательной за 4 месяца до проведения эксперимента и не требовала каких-либо изменений режима работы, а также изложенных выше заключений, испытание намеченного системного воздействия было осуществлено следующим образом:

- для снижения пластового давления превышающая отборы закачка на участке была снижена за 2 месяца до начала опытных работ;
- обводненная до 99% скважина № 8437 была остановлена;
- в июле-августе осуществлены работы по перераспределению профиля закачки в нагнетательных скважинах №№ 6373, 6392 и 6393;
- в сентябре-ноябре выполнены РИР в добывающих скважинах №№ 7678, 7677, 8425 и 7638.

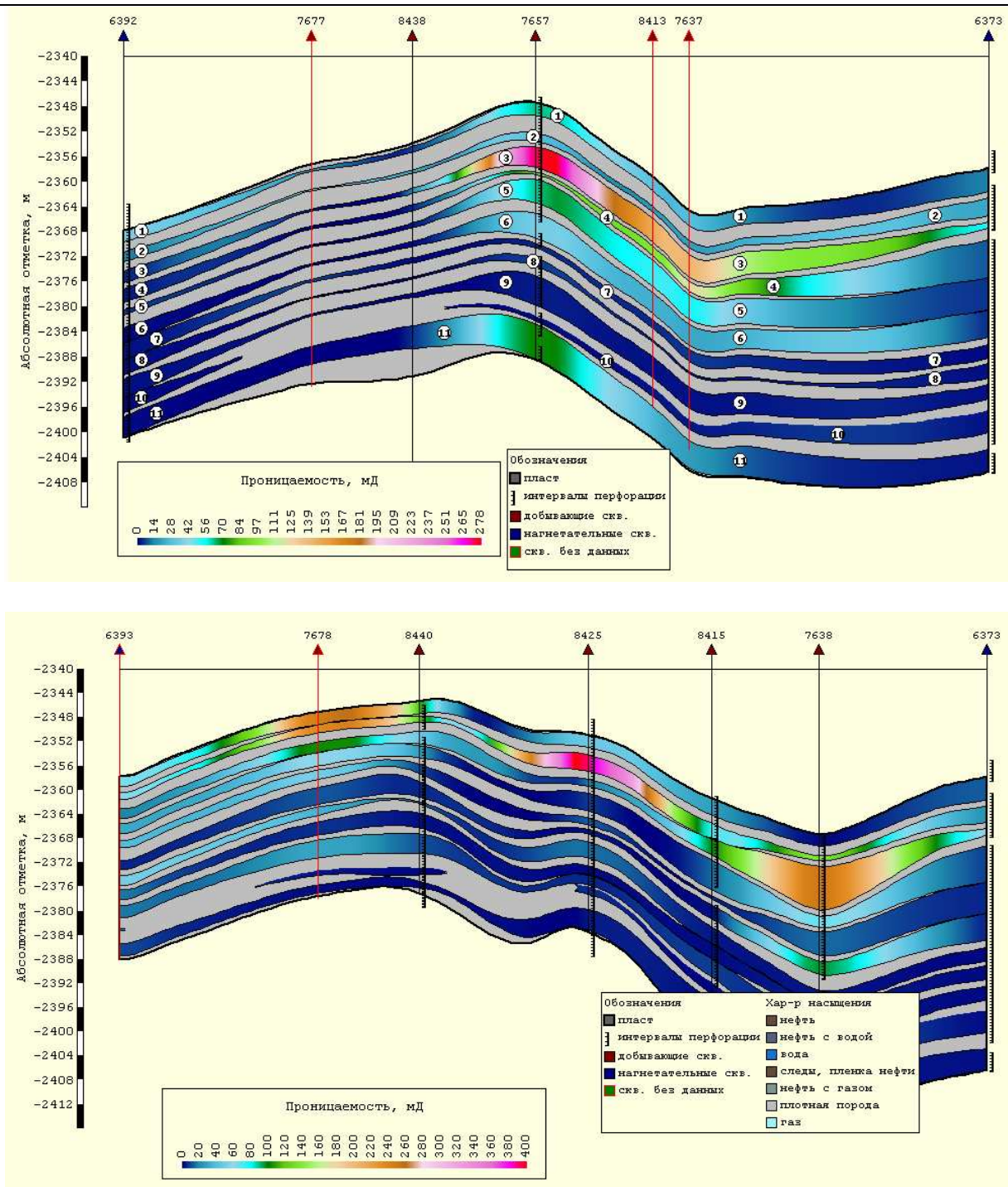


Рисунок 3 – Профильные разрезы участка пласта BC10₂₊₃ Тевлинско-Рускинского месторождения

В нагнетательную скважину № 6373 произведена закачка в 2 цикла: 58 м³ ВУС и 650 м³ СПС; приемистость скважины снизилась с 940 до 550 м³/сут. В скважину № 6393 произведена закачка в 2 цикла: 245 м³ глинистой суспензии и 68 м³ ЩСПК, 240 м³ глинистой суспензии и 74 м³ ЩСПК; приемистость скважины снизилась с 860 до 460 м³/сут. В скважину № 6392 произведена закачка также в 2 цикла: 205 м³ глинистой суспензии и 75 м³ ЩСПК, 204 м³ глинистой суспензии и 76 м³ ЩСПК; приемистость скважины снизилась с 820 до 370 м³/сут. По данным геофизических исследований (ГИС) во всех скважинах до воздействия основной объем закачки 74-100% был приурочен к ограниченным толщинам (16,6-31,3% эффективной перфорированной мощности), расположенным в кровле пласта: первый-третий пропластки BC10₂. После работ приёмистость этих интервалов значительно ограничена, подключены к выработке менее проницаемые интервалы 4-7-го пропласт-

ков БС10₂₊₃.

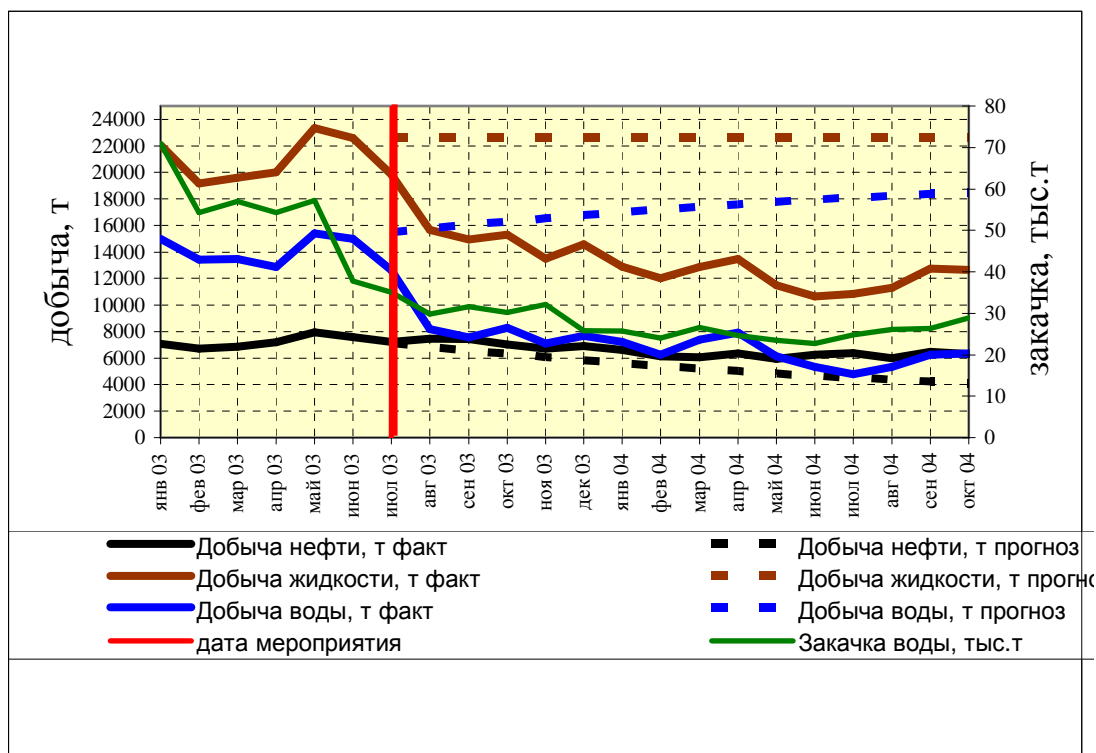


Рисунок 4 – Основные показатели разработки участка

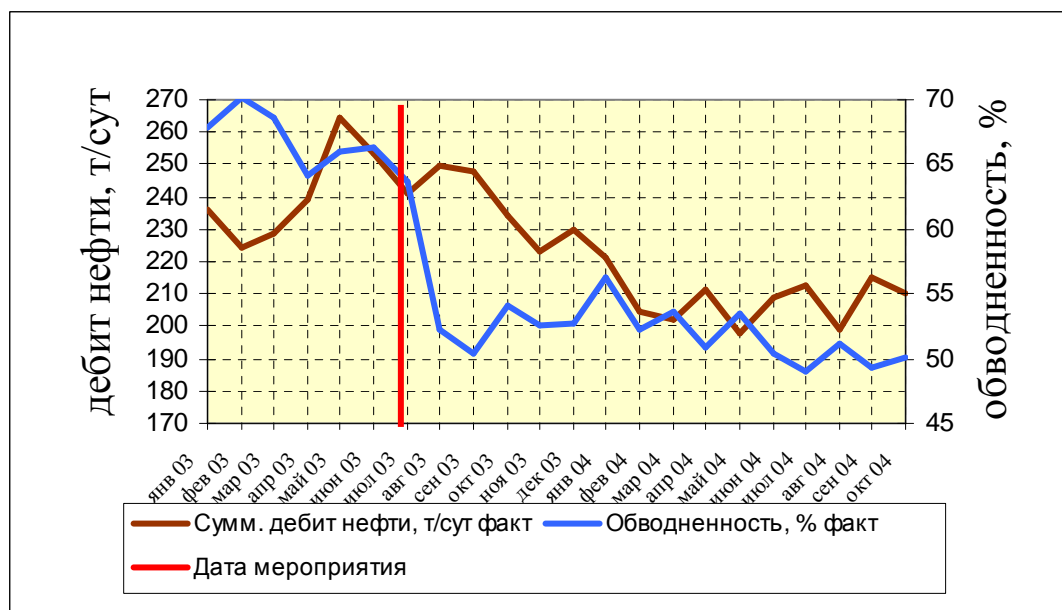


Рисунок 5 – Дебит и обводненность участка

При РИР в добывающих скважинах были выполнены комплексные работы: изоляция составами ГОС-ВТ высоко проницаемых водоносных кровельных интервалов и интенсификация притока из нижних продуктивных пропластков путём их перестрела и кислотных ОПЗ. В скважине № 7678 произведена закачка в 2 цикла с выдержкой на гелирование и отверждение в каждом цикле: 43 и 22 м³ ГОС-ВТ; реперфорация нижних пропластков на депрессии перфоратором ПКТ-89СМ и ОПЗ закачкой 6 м³ кислотного состава «Синол КМК-БС». Дебит скважины по жидкости снизился с 82 до 24 м³/сут, обводненность – с 98 до 86%. В скважине № 7677 произведена закачка в один цикл 29 м³ ГОС-ВТ;

реперфорация нижних пропластков на депрессии перфоратором ПКТ-89СМ и ОПЗ закачкой 6 м³ кислотного состава «ГКС» с добавкой уксусной кислоты. Дебит скважины по жидкости снизился с 80 до 45 м³/сут, обводненность – с 98 до 85%. В скважине № 8425 произведена закачка также в один цикл 30 м³ ГОС-ВТ; реперфорация нижних пропластков на депрессии перфоратором ПКТ-89СМ и ОПЗ закачкой 3 м³ кислотного состава «ГКС» с добавкой уксусной кислоты. Дебит скважины по жидкости снизился с 54 до 32 м³/сут, обводненность – с 93 до 71%. В скважине № 7638 после отсыпки песком нижних продуктивных интервалов изоляционные работы произведены в 3 цикла: закачка 15 м³ ГОС-ВТ с добавлением глинопорошка, затем 30 м³ ГОС-ВТ; после выдержки на гелирование – закачка 26 м³ ГОС-ВТ; комбинированная полимерная и цементная заливка – 30 м³ ВУС с докреплением 3 м³ цементного раствора (цемент марки «Г», плотность 1,8-1,9 г/см³); разбуривание цементного моста и вымыв песчаной пробки. Дебит скважины по жидкости после РИР снизился с 72 до 14 м³/сут, обводненность – с 97 до 76%.

Динамика изменения показателей разработки, дебита и обводненности участка после выполненного комплекса работ отражена на Рис. 4-5. Вследствие перераспределения профилей приёмистости в ограничивающих участок нагнетательных скважинах, ограничения отборов воды и, как следствие – дополнительного перераспределения потоков её фильтрации по пласту после РИР в добывающих скважинах, сократились наметившиеся темпы падения и стабилизировалась добыча нефти. Обводненность продукции участка фактически снизилась с 66-70 до 50-53%, то есть на 16-17%. Дополнительная добыча нефти в сравнении с прогнозной к концу 2004 года составила 13,6 тыс. тонн.

Таким образом, системный подход и выбранные для воздействия на участок мероприятия: ограничение закачки, работы ПНП в трёх нагнетательных скважинах, остановка одной из высоко обводненных и комплексные РИР в четырёх добывающих скважинах, – проявили высокую эффективность. Полученные результаты дают основание считать РИР не только способом снижения обводненности и восстановления добычи нефти в ремонтируемых скважинах, но эффективным инструментом регулирования разработки и увеличения нефтеотдачи пласта. И именно в этом плане РИР наиболее перспективны не в отдельных скважинах залежи, а в комплексе мероприятий системного воздействия на участки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ № 2219327, 7Е 21 В33/138, 2003г.
2. Патент РФ № 2219328, 7Е 21 В33/138, 2003г.
3. Земцов Ю.В. Опыт блочного проведения изоляции воды в добывающих скважинах на истощенных участках залежей нефти //Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти», г. Казань, 2003г.
4. Булыгин Д.В. Трехмерная информационно-аналитическая система (ТРИАС), основные функции и решаемые задачи //Интервал, 2001г., № 2, с.36-41.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В 2005 ГОДУ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Энгельс А.А., Нурпеисов Н.Н. (ТОО «ОТО-ПРОМ»);
Строганов А.М., Строганов В.М. (ООО «НПФ «Нитпо»)

Учитывая опыт ранее проведенных ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием кремнийорганического тампонажного материала АКОР-БН 102 [1], их положительные результаты и накопленный практический материал, в 2005 году кремнийорганические соединения АКОР-БН были использованы при проведении РИР на месторождениях ПФ «Узеньмунайгаз», ПФ «Эмбаунайгаз», ЗАО «Анако». Причем АКОР применялся как самостоятельно, так и в качестве подкрепляющего материала по технологии ВУС+АКОР-БН [1]. Работы проводились на месторождениях Узень, Юго-Западное Камышитовое, Акинген и Кырыкмылтык для которых характерно неглубокое (до 1500 м, в среднем 600 м) залегание продуктивных горизонтов.

Технология ВУС+АКОР-БН применялась в 2005 году для селективной изоляции на месторождении Узень, которое является одним из наиболее крупных газонефтяных месторождений Казахстана.

Приурочено к крупной брахиантиклинальной складке запад-северо-западного простирания, осложненной рядом локальных поднятий и куполов. Мощность продуктивного этажа достигает 1500 м. В меловом комплексе пород выделяется 12 газовых горизонтов, в юрском - 13 нефтяных и нефтегазовых горизонтов.

Большинство продуктивных горизонтов являются многопластовыми, по типу ловушек, в основном, пластовыми и сводовыми. Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами. Открытая пористость изменяется от 18 до 26,5 %, проницаемость колеблется в пределах 0,02-0,3 мкм².

Месторождение открыто в 1962 году и в настоящее время находится на последней стадии разработки, характеризующейся значительным обводнением добываемой продукции. Поэтому вопросы ограничения водопритока к скважинам очень актуальны.

Анализ ранее проведенных работ позволил сделать вывод, что при проведении ремонтно-изоляционных работ на Узеньском месторождении, характеризующимся довольно мощными продуктивными горизонтами, закачка малообъемных оторочек (до 20 м³) не приносит сколько-нибудь заметного положительного результата. Закачка больших объемов АКОРа не всегда экономически целесообразна. Поэтому в большинстве случаев оптимальным вариантом является использование комбинированной технологии ВУС+АКОР в примерном соотношении 50 м³ ВУС и 4 м³ АКОР-БН. Всего с применением кремнийорганического состава АКОР-БН 102 было проведено 8 скважино-операций, все они обработаны по технологии ВУС+АКОР. По 6 скважинам был получен положительный эффект. Применение этой технологии позволило получить дополнительно на 01.03.2006 г. около 3600 т нефти (на дату проведения анализа). Результаты выполненных работ приведены в таблице 1.

В целом по Узеньскому месторождению успешность РИР составила 75%, а средний удельный технологический эффект с учетом неэффективных обработок равен 450 тонн нефти (на 01.03.2006 г.).

На нефтегазовом месторождении Кырыкмылтык АКОР-БН 102 впервые был опробован в 2005 г. Данное месторождение находится в Эмбенском районе Атырауской области и разрабатывается с 1989 г.

Все продуктивные горизонты сложены терригенными породами юры и мела, коллекторы поровые высокопроницаемые. Выявленные залежи пластовые, тектонически - экранированные, с элементами литологического ограничения. Открытая пористость до 40 % нефти тяжелые от 887 до 983 кг/м³. Подошвенные воды всех продуктивных горизонтов

хлоркальциевые рассолы с плотностью 1030 – 1152 кг/м³ и минерализацией от 95 до 197г/л. Режим залежей упруговодонапорный.

Таблица 1

Скв	Месторождение	Дата РИР	Работа скважины						Продолжительность эффекта в месяцах	Доп добыча нефти тонн
			До РИР			После РИР				
			Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%	Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%		
3063	Узень	31.07.2005	30	1	97	24	3,4	83	7	508,2
3004	Узень	09.08.2005	70	2	95	44	4	90	7,5	448,2
4038	Узень	31.08.2005	47	4	90	63	12,7	75	6	1566,1
3049	Узень	09.12.2005	60	2	97	60	2	97	-	0
3101	Узень	09.12.2005	15	0,7	95	15	0,7	95	-	0
4494	Узень	05.08.2005	40	3	92	31	5	81	3	184,4
2861	Узень	06.08.2005	30	1	97	23	2,2	89	1	35,9
5240	Узень	09.09.2005	50	1	98	39	6,1	82	5,5	841,5
Итого: на 01.03.2006 г.										3584,3

На 01.03.2006 г. эффект продолжался.

На месторождении Кырыкмылтык было проведено 2 скважино - операций по технологии ВУС+АКОР и АКОР. На 01.01.2006 г. по обоим скважинам есть положительный результат с дополнительной добычей более 1500 тонн нефти. В среднем снижение обводненности достигло 50 % и увеличение дебита по нефти на 40 %. Результаты выполненных работ приведены в таблице 2.

Таблица 2

Скв	Месторождение	Дата РИР	Работа скважины						Продолжительность эффекта в месяцах	Доп добыча нефти тонн
			До РИР			После РИР				
			Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%	Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%		
64	Кырыкмылтык	26.05.2005	48	10	75	36	14,6	53	7	976,3
52	Кырыкмылтык	06.06.2005	34	3	87	29	5,8	76	6,5	548,4
Итого: на 01.01.2006 г.										1524,7

На 01.01.2006 г. эффект продолжался.

Нефтегазовое месторождение Акинген расположено в Эмбенском районе Атырауской области. Месторождение находится в разработке с 1983 г.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре.

В нижнем мелу выделены 5 продуктивных горизонтов: 2 – нефтяных, 2 – газовых и 1- газонефтяной, мощностью от 22 до 83 м

Глубина залегания продуктивных горизонтов 660 – 1111 м, залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные, сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов в пределах 27-31 %. Плотность нефти 842 – 905 кг/м³.

Режим залежей упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1087 -1105 кг/м³ и минерализацией 127,1- 162,5 г/л.

На месторождении Акинген при проведении ремонтно-изоляционных работ в каждую скважину закачивали от 6 до 8 м³ водонаполненного состава АКОР-БН 102. Всего же было обработано 7 скважин. Результаты выполненных работ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Скв	Место-рождение	Дата РИР	Работа скважины						Продолжительность эффекта в месяцах	Доп добыча нефти тонн
			До РИР			После РИР				
			Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%	Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%		
202	Акинген	07.06.2005	26	5,8	75	26	5,8	75	-	0
203	Акинген	08.06.2005	31	6	77	31	6	77	-	0
206	Акинген	08.06.2005	30	4	85	25	5,5	74	3	133
110	Акинген	10.06.2005	40	6,4	81	36	7,8	75	3	121
102	Акинген	11.06.2005	13	1,5	87	10	2,9	67	2	85
109	Акинген	12.06.2005	18	1,7	88,8	29	14,2	43	4	1498
107	Акинген	14.06.2005	9,7	1	88,4	17	7,4	49	3,5	673
Итого: 01.10.2005 г.										2510

На 01.10.2005 г. эффект продолжался.

После проведения ремонтно-изоляционных работ среднесуточная добыча нефти увеличилась в два раза, а обводненность снизилась на 30 % , и дополнительная добыча составила более 2500 т нефти. На скважине № 109 обводненность снизилась с 90 % до 30 %, эффект по истечении 3,5 месяцев продолжался и составлял около 1500 тонн дополнительно добытой нефти. На 01.10.2005г. скважины после обработки работали стабильно (за исключением скважин №№ 202,203), эффект еще продолжался.

Газонефтяное месторождение Юго-Западное Камышитовое расположено в Исатаевском районе Атырауской области. С 1975 г. находится в разработки.

В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре.

В меловом комплексе пород выделяется 3 - нефтяных и 2 - газонефтяных горизонтов, в юрском- 9 нефтяных горизонтов, а в пермтриасе 2 – нефтяных горизонта.

Глубина залегания продуктивных горизонтов 199 – 783 м, залежи пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные, сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов в пределах 21-27 %. Плотность нефти 812 – 919 кг/м³.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1160 -1200 кг/м³ и минерализацией 252,8- 290,4 г/л.

На месторождении Юго-Западное Камышитовое было выполнено 10 скважино/операций, только с применением АКОР-БН 102. По всем скважинам получен положительный результат, снижение обводненности от 10 до 25 % и увеличение дебита по нефти на 10 % и более (исключение скв № 41). Скважины после обработки работают стабильно, признаков увеличения обводненности не наблюдается, т.е. эффект еще продолжается. Дополнительная добыча нефти на 01.10.2005 г. составила примерно 2300 тонн. Результаты выполненных работ приведены в таблице 4.

Из 27 обработанных в 2005 г. скважин по 23 получен положительный эффект, т.е. успешность обработок составила 85%. Средний технологический эффект составил почти 400 тонн нефти (на дату проведения анализа).

По безуспешно обработанным скважинам проводиться дополнительные исследования с целью установления причин отсутствия эффективности, которые будут учтены при последующих обработках.

Таблица 4

Скв	Месторождение	Дата РИР	Работа скважины						Продолжительность эффекта в месяцах	Доп добыча нефти тонн
			До РИР			После РИР				
			Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%	Qж м ³ /сут	Qн т/сут	%		
167	Ю-3. Камышитовое	25.05.2005	67,8	2,8	95	29	3,9	85	4	135
82а	Ю-3. Камышитовое	26.05.2005	42,6	0,7	98	25	4,3	81	4	439
202	Ю-3. Камышитовое	27.05.2005	46	1,5	96	15	3	78	4	178
68	Ю-3. Камышитовое	02.06.2005	49,2	4,1	90	35	6,4	80	4	278
43	Ю-3. Камышитовое	17.06.2005	26,4	3,3	85	19	4	77	3,5	77
16а	Ю-3. Камышитовое	14.06.2005	54	-	99	24	3,8	82	3,5	396
147	Ю-3. Камышитовое	18.06.2005	49,8	3,3	92	32	4,2	85	3,5	93
162	Ю-3. Камышитовое	26.06.2005	30	3,7	85	21	5,4	71	3	155
173	Ю-3. Камышитовое	01.07.2005	45	5,5	82	38	11,1	67	3	507
41	Ю-3. Камышитовое	01.07.2005	45	3,7	90	30	3,8	86	3	9
Итого: на 01.10.2005 г.										2267

На 01.10.2005 г. эффект продолжался.

Анализ ранее полученных результатов РИР [1] и РИР выполненных в 2005 году позволяет сделать вывод о перспективности применения изоляционного материала на основе кремнийорганических соединений при проведении ремонтно-изоляционных работ на добывающих скважинах нефтяных месторождений Прикаспийской впадины с различными геолого-техническими условиями.

Технологические свойства составов АКОР позволяют использовать их в сочетании с другими тампонажными материалами, создавать новые комбинированные технологические схемы.

Причем следует отметить, что в тех случаях, когда работы проводятся на месторождениях с продуктивными горизонтами большой мощности и хорошей приемистостью пластов, рекомендуется применять технологию ВУС+ АКОР-БН 102. Напротив, в случаях плохой приемистости пластов хорошие результаты показывает закачка малых объемов АКОРа.

Технология с использованием составов АКОР-БН применима в различных геолого-технических условиях, однако, для получения максимальной эффективности РИР её целесообразно адаптировать к конкретным геологическим условиям.

Список использованных источников:

1. Энгельс А.А. и др. К вопросу о применении кремнийорганических тампонажных материалов АКОР БН для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Казахстана // Интервал. - 2004. - № 9-10, стр. 4-9.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «КУБАНЬГАЗПРОМ»

Евстифеев С.В. (ООО «ИННОЙЛ»), Аносов Э.В., Явнов И.Г., Захаров А.А. (ООО «Кубаньгазпром»)

В процессе разработки месторождений, особенно на позднем этапе, возникает ряд проблем при добыче газа связанных с опережающим поступлением воды к забою скважины, которая блокирует газонефтеносную часть пласта и снижает добычные возможности пласта. Данную проблему можно условно разделить на две части; поступление воды из продуктивного пласта (внутрипластовый переток) и поступление воды из близлежащего водяного пласта (межпластовый или заколонный переток). Если первая проблема возникает в течение достаточно большого промежутка времени в процессе эксплуатации скважины, то вторая проблема может возникнуть сразу после освоения скважины, так и в процессе эксплуатации вследствие некачественного цементирования. Поэтому водоизоляционные работы в скважинах занимают особое место в комплексе геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию процесса добычи углеводородов и увеличение газонефтеотдачи пласта.

Основное назначение водоизоляционных работ (ВИР) – снижение обводнённости продукции, но при этом недопустимо снижение дебита продукции, который был до проведения изоляционных работ, т.к. конечная цель – добыча газа.

К настоящему времени известно множество технологий ремонтно-изоляционных работ в скважинах, отличающихся между собой спецификой механизма образования изоляционного материала, приготовления и закачивания в скважину. Почти все известные технологии были разработаны прежде всего для ограничения притока попутно добываемой воды и основное внимание уделялось вопросам селективности изоляционных материалов, возможности их фильтрации в пористую среду и степени снижения ее проницаемости для воды. В то же время технология проведения работ по «старинке» предусматривала только применение цементного раствора в объёме 0,5-1,0 м³, но это не всегда давало положительные результаты.

Условия перетоков разделяются по характеру каналов и причинам их образования. Наиболее распространёнными являются объёмно-контактные каналы, так как практически любой дефект цементного кольца приводит к разуплотнению его контакта с колонной и увеличению соответствующего кольцевого зазора, что приводит к возникновению заколонного перетока. Этот вид нарушения вызывает определённые проблемы, когда возникает необходимость перехода на вышележащий горизонт и установка цементного моста в зоне нижележащего, перфорированного пласта не ликвидирует переток воды (флюида) вдоль колонны.

Анализируя неудачные работы по применению цементных растворов, авторы пришли к выводу, что необходимо при закачке фильтрующего состава в кровлю водоносного пласта или в зону ВГК формировать искусственную перемычку или наращивать толщину существующей перемычки, что позволит с меньшим риском создавать необходимую депрессию. Кроме того, при этом также устанавливается защита от размывания цемента за колонной и предупреждается появление заколонной циркуляции. Но ряд составов не образуют в пласте твёрдое тело и, поэтому, в процессе эксплуатации скважины такие составы могут быть вымыты потоком флюида из порового пространства. Для предотвращения этого рекомендуется производить их докрепление цементным раствором.

При использовании фильтрующего тампонажного состава с последующим докреплением его цементным раствором будет достигаться наибольшая эффективность как водоизоляционных работ, так и работ по разобщению пластов при заканчивании скважин. Такая технология позволит повысить эффективность работ по отключению водопроявляющих или потенциально водопроявляющих пластов и получению безводной продукции

в течение длительного времени.

Для ликвидации такого вида водопритоков в ООО «Кубаньгазпром» была разработана программа проведения промысловых исследований тампонирующих свойств различных составов на месторождениях З. Красноармейское и С. Екатерининское.

Западно-Красноармейское газовое месторождение расположено на западе Прикубанской низменности. Газовая залежь приурочена к кровельной части меотиса. Режим работы залежи – упруго-водонапорный.

Северо-Екатерининское газоконденсатное месторождение расположено в Южной части Ростовского выступа. Продуктивными являются отложения нижнего мела альбского яруса. Залежь пластовая сводовая водоплавающая, работает при упруго-водонапорном режиме.

Основным фактором, осложняющим работу скважин, является накопление воды на забое в процессе работы и негерметичность цементного кольца в зоне продуктивного пласта и, как результат, образование песчаных пробок

Целью проводимых работ было создание водоизолирующего экрана для предотвращения заколонных перетоков при переходе на вышележащий горизонт.

В качестве составов для водоизоляции использовались следующие реагенты:

- АКОР-БН – представляет собой кремнийорганический состав. Особенностью этого материала является возможность получения на его основе водонаполненных составов, причем при разбавлении водой не утрачивается его способность к отверждению, и не теряются эксплуатационные свойства. Отверждение происходит под действие температуры, изменения рН среды и/или действия солей пластовой воды.
- Термогель – представляет собой термообратимый водный раствор полимера с добавками-регуляторами температуры гелеобразования. Увеличение вязкости геля происходит под действием температуры.
- Состав на основе жидкого стекла – представляет собой смесь метасиликата натрия и водного раствора полимера, для регулирования вязкости применяется катализатор отверждения. При контакте с катализатором в пластовых условиях происходит отверждение состава с образованием органно-минеральной композиции.

Работы на всех скважинах проводились с использованием стандартной техники и с использованием стандартной технологии: производилась нормализация забоя с промывкой скважины, закачка водоизолирующего состава с последующей закачкой цементного раствора с установкой моста на пакере, ОЗЦ, разбуривание цементного моста с последующей перфорацией продуктивной части пласта. Данные технологии различались лишь в способах приготовления водоизолирующих составов и объёмах их закачки.

Приёмистость скважин до обработки, изменение давлений при закачке составов и цементного раствора указаны в таблице 1. Количество водоизолирующего реагента и цементного раствора указано в таблице 2.

Как видно из таблиц 2 и 3, все составы показали свою высокую эффективность и, поэтому, необходимо остановиться на преимуществах и недостатках каждого состава при работе с ними непосредственно на месторождении.

АКОР БН – в начале работы с этим реагентом необходимо провести его гидролиз, для дальнейшего разбавления водой. Гидролиз проводится путём введения в товарный реагент технической воды в соотношении 0,3-0,6 м³ на 1 м³ реагента (это соотношение зависит от температуры окружающей среды), после чего смесь перемешивается, и готовность для дальнейшего разбавления определяется по повышению температуры и осветлению смеси. Вязкость данного реагента близка по вязкости к воде и, поэтому, его применение в высокопроницаемых пластах будет менее эффективно. Для увеличения эффективности в данных условиях необходимо загущение раствора, при этом рН как воды для разбавления, так и загустителя должно быть менее 7, в противном случае произойдёт резкое ге-

леобразование системы, что видно из таблицы 1, по резкому росту давления, когда цементный раствор повлиял на гелеобразование АКОРa несмотря на закачку его через буфер.

Термогель – работа с этим реагентом не представляет особой сложности, т.к. процесс его приготовления практически аналогичен процессу приготовления полимерных растворов. Единственная сложность – выбор количества реагентов регуляторов гелеобразования, т.к. при температуре окружающей среды 35...40 °С достаточно сложно подобрать регулятор гелеобразования для пластов с аналогичной температурой или ниже. В низкопроницаемых коллекторах применение данной композиции будет малоэффективно, т.к. раствор обладает повышенной вязкостью и, при высокой температуре пласта и его низкой приёмистости, гелирование раствора будет происходить очень быстро, что не позволит закачать в пласт весь объём раствора.

Таблица 1

№ п.п.	№ скважины, месторождение	Приёмистость		Давление при закачке, МПа	
		P, МПа	Q, м ³ /с	Состава	Цем. раствора
1	№ 6 З.Красноармейское	2,5	432	2,5	7,5
2	№ 7 З.Красноармейское	3,5	360	3,0	9,0
3	№ 1 Гривенская	2,5	380	2,5	6,0
4	№ 7 С.Екатерининское	6,5	246	6,5	6,5
5	№ 6 Гривенская	2,5	450	2,5	6,0

Таблица 2

№ п.п.	№ скважины, месторождение	Тип и объём закаченного состава, м ³	Цементный раствор, м ³	Доп. добыча, тыс.м ³ /сут
1	№ 6 З.Красноармейское	АКОР БН - 5,8	1,0	15,0
2	№ 7 З.Красноармейское	АКОР БН - 5,8	1,0	20,0
3	№ 1 Гривенская	АКОР БН - 5,8	1,0	17,9
4	№ 7 С.Екатерининское	Термогель- 8,0	1,5	15,0
5	№ 6 Гривенская	Ж/стекло – 14,0	1,0	17,9

Жидкое стекло с водным раствором полимера – применение данной композиции также не вызывает особых проблем. Высокая вязкость раствора полимера компенсируется вводом в него равного объёма жидкого стекла, что приводит к резкому понижению вязкости системы, которая составляет 15...20 мПа*с. Вязкость системы регулируется ведением катализатора отверждения и можно подобрать любую вязкость, в зависимости от приёмистости скважины. При использовании данной технологии необходимо обратить внимание количество катализатора отверждения, т.к. его избыток на начальном этапе закачки может привести к резкому росту давления в низко проницаемых коллекторах.

На основании проведённых работ можно сделать следующие выводы:

1. Как указывалось выше, при внедрении всех этих составов использовалась одинаковая техника и технология их закачки в ПЗП скважины. На всех скважинах получены равноценные результаты.
2. Все предлагаемые составы относительно вышеприведённых месторождений имеют свои преимущества и недостатки и, в зависимости от горно-геологических условий конкретного месторождения, условия применимости.

Таблица 3 Результаты РИР по ограничению водопритока в скважинах материалами АКОР БН 102 на месторождениях ООО «Кубаньгазпром» 2005 год на 01.03.06г.

№	№ скважины / месторождение	Искусственный забой		Интервал перфорации		Дебит по газу, тыс м3				Продолжительность эффекта, сут	Дополнительная добыча газа, тыс. м ³	
		до РИР (м)	после РИР (м)	до РИР (м)	после РИР (м)	до РИР	после РИР					
							1-3-й ме-сяц	3-5-й ме-сяц	5-8-й ме-сяц			8-10-й ме-сяц
1	6 - Зап-Красно-армейская	1595	1573	1582-1575	1570-1572	1,1	22	20,4	22	21,5	285*	6164
2	7 - Зап-Красно-армейская	1605	1577	1582-1579	1576-1574	1,3	12,3	19,6	22	20,5	257*	5415
3	1 С-Гривенская	1040	1004	1014-1010	1002,5-1000	1,2	17,9	19,8	-	-	112*	2301

* На 01.03.06 г. эффект продолжался.

ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Куликов А.Н., Захаров В.П. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)

Основной текущей особенностью развития нефтяной отрасли России является массовое применение методов интенсификации добычи нефти (ИДН). Во многих источниках такие методы как ГРП и форсированный отбор жидкости (ФОЖ) причисляются к методам повышения нефтеотдачи пластов [1-4]. Вместе с тем промысловая практика показывает, что не редко в результате применения методов ИДН увеличивается обводненность продукции скважин. Поэтому актуальнейшей задачей является выявление условий, при которых применение технологии ИДН не приводит к росту обводненности продукции, а приводит к росту конечной нефтеотдачи пласта.

С целью ответа на данный вопрос проведен факторный анализ эффективности ГРП и ФОЖ по двум основным объектам нефти ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз»: объект БП₁₄ Тарасовского месторождения и объект ПК₁₉₋₂₀ Барсуковского месторождения, которые характеризуются различным геологическим строением.

Проведенный анализ показал, что на скважинах обеих залежей изменение обводненности продукции скважин после проведения ГРП и ФОЖ подчиняется одним и тем же закономерностям. На рис. 1-4 представлены статистические зависимости, полученные при анализе ГРП на скважинах БП₁₄ Тарасовского месторождения.

Анализ показал, что величина прироста обводненности в результате ГРП и ФОЖ является функцией базовой обводненности. С увеличением базовой обводненности снижается прирост обводненности после проведения ИДН (рис. 1).

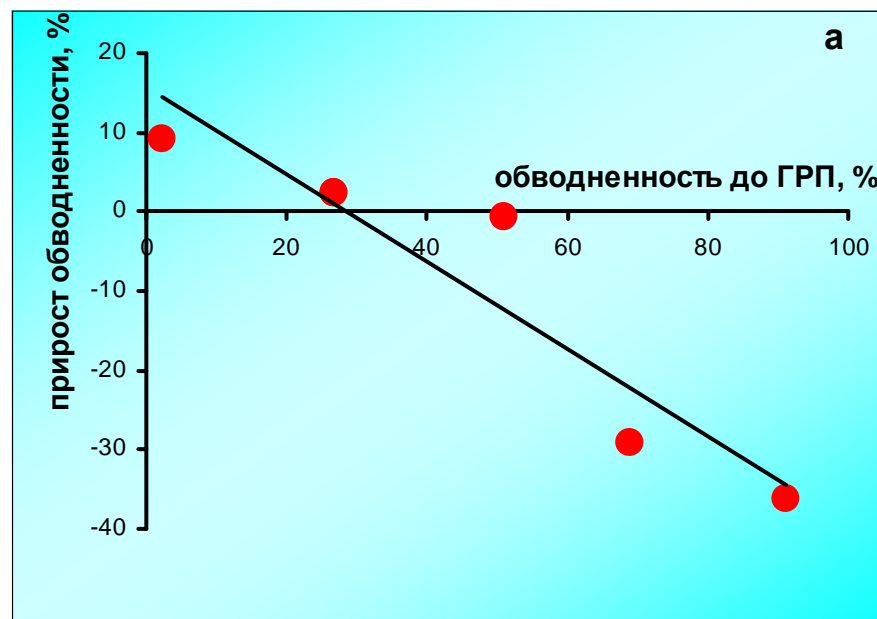


Рисунок 1 – Зависимость степени изменения обводненности продукции скважины после проведения ГРП от базовой обводненности.

Прирост обводненности после проведения на ней ИДН увеличивается также с увеличением базовой выработки запасов зоны дренирования скважины (рис.2). Анализ позволяет сделать вывод, что для проведения эффективных ГРП и ФОЖ необходимо выбирать скважины с выработкой НИЗ в зоне дренирования не более 50%.

Выявлена тенденция изменения прироста обводненности с ростом темпа отставания выработки НИЗ от текущей обводненности (рис.3). В случае, когда базовая обводненность до мероприятия выше отбора от НИЗ, проведение как первичного, так и повторного

ГРП, а также ФОЖ приводит к снижению содержания воды в добываемой жидкости и на-оборот.

Увеличение содержания воды в добываемой жидкости после проведения ИДН так-же может быть связано с повышенным пластовым давлением (рис.4).

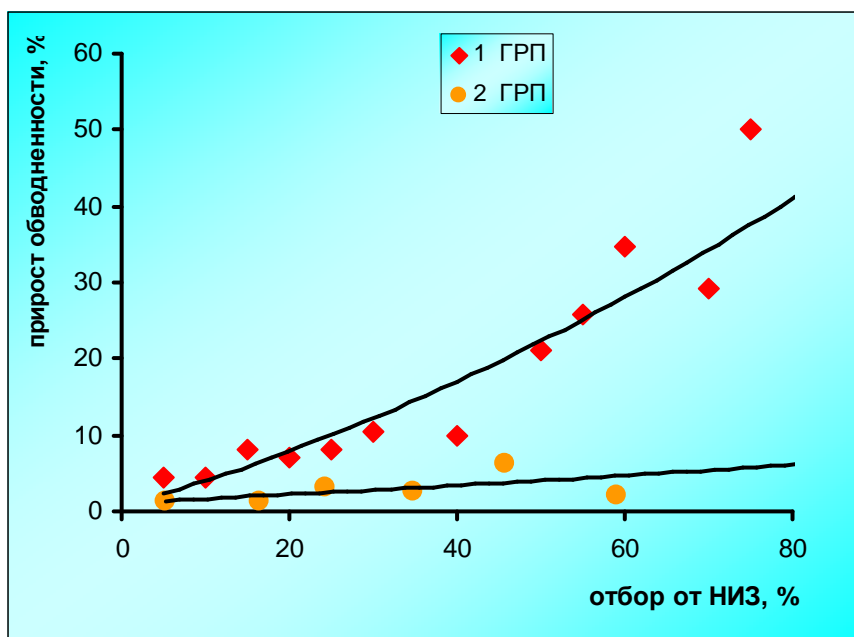


Рисунок 2 – Зависимость степени прироста обводненности продукции скважины после проведения ГРП от базовой выработки извлекаемых запасов зоны дренирования

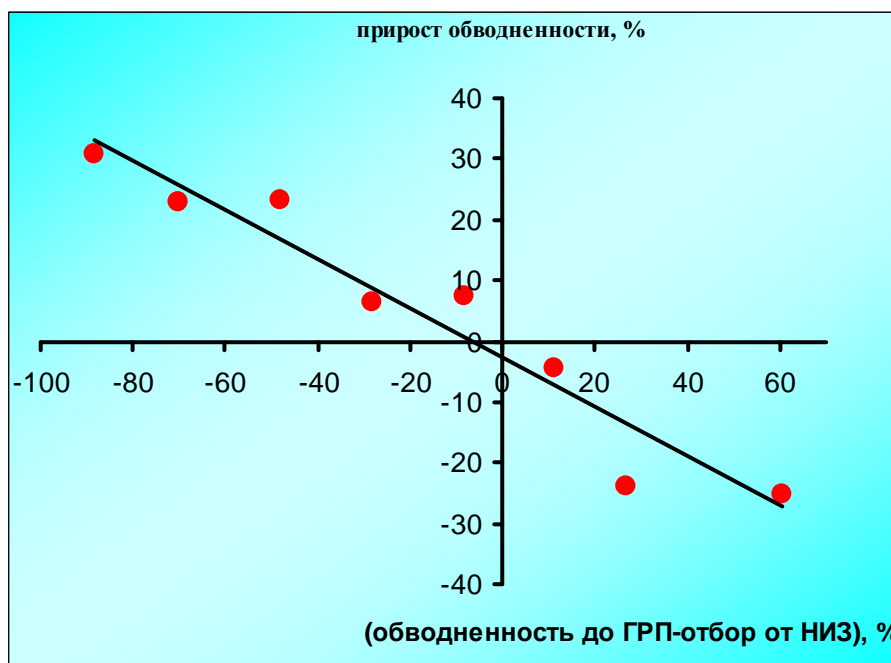


Рисунок 3 – Влияние степени отставания выработки запасов зоны дренирования скважины от текущей обводненности продукции на прирост обводненности после проведения ГРП

Проведенный анализ позволяет сделать следующие рекомендации по выбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ, после которых не ожидается прироста обводненности продукции и снижения конечного КИН:

- Рекомендуется проводить ГРП и ФОЖ на скважинах, где базовой отбор НИЗ

зоны дренирования составляет не более 50 %;

- Рекомендуется проведение ГРП и ФОЖ на скважинах с заметным отставанием отбора НИЗ зоны дренирования от текущей обводненности продукции;
- Не рекомендуется проведение ГРП и ФОЖ на скважинах, где темп выработки НИЗ зоны дренирования опережает темп обводнения продукции;
- Не рекомендуется проведение ГРП и ФОЖ в областях со сниженным пластовым давлением, на залежах с пассивным контуром и неэффективным ППД, а также в чисто нефтяных зонах с аномально высоким пластовым давлением;
- Приоритетом для проведения ФОЖ и ГРП являются залежи с активным контуром, либо с эффективным ППД;
- Не рекомендуется проведение ФОЖ на залежах с высокой солеотлагающей активностью попутных вод и низкопроницаемыми коллекторами.

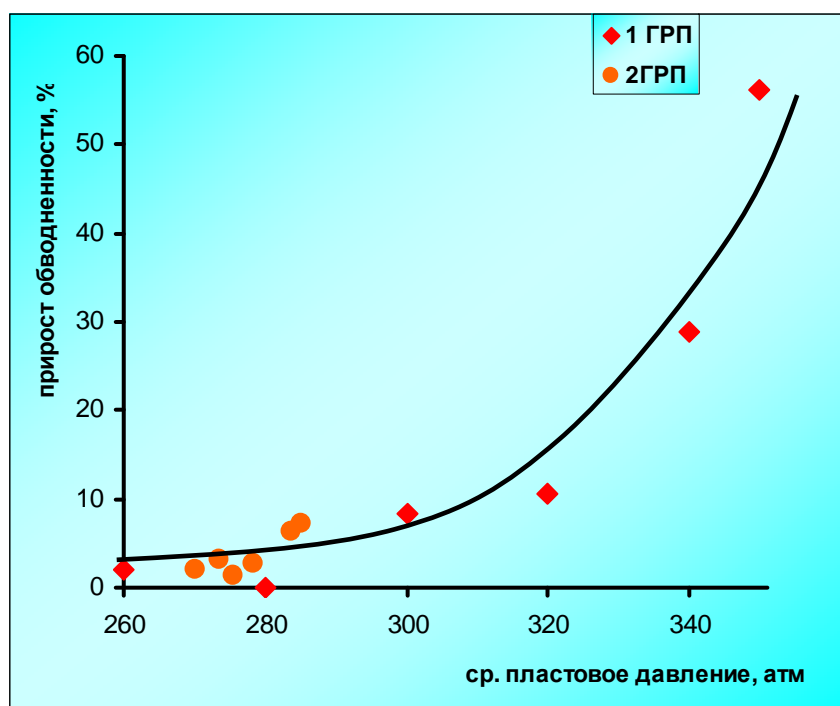


Рисунок 4 – Изменение обводненности добываемой жидкости после ГРП в зависимости от среднего пластового давления

Список литературы:

1. Гузев В.В., Поздняков А.А., Зайцев Г.С. Результаты применения гидроразрыва пласта на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа // Нефтяное хозяйство. 2002. №6. С. 116-119.
2. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 40 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999. 212 с.
4. Курамшин Р.М. Оценка влияния применения гидроразрыва пласта на объем вовлекаемых в разработку запасов нефти // Нефтепромысловое дело. 1999. №4. С. 24-25.

КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИЕ ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ АКОР, ПУТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.М. Строганов, В.М. Строганов (ООО “НПФ “Нитпо”)

На основе кремнийорганических соединений (КОС) разработано большое число водоизолирующих материалов и композиций. Они претерпели изменения от моментально отверждающихся хлорсиланов с уменьшенным содержанием активного хлора на основе кремнийорганических эфиров (продукт 119-204) до водонаполненных композиций (АКОР-4, АКОР Б-4, ВТС, ВТОКС, АКОР БН-4).

Водоизолирующие составы на основе алкоксипроизводных КОС можно разделить на две основные группы. Первая группа включает олигомерные органоалкокси(хлор)силоксаны и композиции на их основе это продукт 119-204, ВТС-2. Вторая группа – составы на основе алкиловых эфиров ортокремниевой кислоты, в частности, на основе тетраэтоксилана и продуктов его частичной конденсации (этилсиликатов) к ним относятся АКОР, продукт 119-296, ВТС-1, ВТОКС.

Первоначально в качестве катализатора реакции гидролитической поликонденсации этиловых эфиров ортокремниевой кислоты были использованы органохлорсиланы или олигоорганозтокси-(хлор)-силоксаны [1], в дальнейшем, кристаллогидраты солей переходных металлов (практическое применение нашел кристаллогидрат хлорного железа $FeCl_3 \cdot 6H_2O$). Ввод связанной кристаллизационной воды в эфиры ортокремниевой кислоты, обеспечил отверждение тампонирующего состава во всем объеме. Скорость отверждения составов, получивших название АКОР-2, варьируется в широких пределах в зависимости от химической природы кремнийорганического эфира, кристаллогидрата, количества кристаллогидрата и температуры отверждения [2,3].

Помимо существенного улучшения показателей РИР, внедрение АКОР-2 позволило сформулировать принципиально новую задачу: необходимость повышения сродства гидрофобного КОС к воде не с помощью специальной полярной жидкости (АКОР-1), а путем изменения физико-химической природы самого водоизолирующего реагента.

Задача была успешно реализована в водонаполненных составах АКОР-4 [4]. Составы готовятся вводом в алкоксипроизводные КОС кристаллогидрата хлорного железа с дальнейшим порционным вводом по определенному режиму воды или растворов хлоридов щелочных, и/или щелочноземельных металлов. В процессе приготовления состава АКОР-4 образуются силанолы, которые позволяют составу в неограниченном количестве смешиваться с водой без потери способности к гидролитической поликонденсации и других ценных свойств КОС. Составы АКОР-4 имеют $pH=1,5-3$ – оптимальное для водонаполненных кремний органических составов. Применение составов АКОР-4 дало возможность увеличить объемы закачки тампонажных композиций за счет разбавления КОС водой не увеличивая стоимость затрат на материалы, а самое главное на порядок возросла селективность воздействия на обводненные интервалы пласта. Селективность составов АКОР-4 обусловлена различной фазовой проницаемостью при фильтрации в водо- и нефтенасыщенные интервалы пласта, составы преимущественно фильтруются в водонасыщенную зону. Кроме этого, при фильтрации составов в нефтенасыщенной зоне пласта образуется эмульсия блокирующая нефтенасыщенную зону и перераспределяющая поток водонаполненного состава АКОР-4 преимущественно в водонасыщенную зону. Составы АКОР-4 в водонасыщенном интервале пласта образуют довольно прочный водонепроницаемый гель, обладающий высокой адгезией к породе. В нефтенасыщенном интервале пласта образуется непрочный, рыхлый гель, при депрессии легко выносимый из пласта.

Простота приготовления составов АКОР-4, высокая технологичность в суровых климатических условиях, уникальное сочетание физико-химических, изолирующих и селективных свойств позволили разработать предельно простую технологическую схему РИР, исключающую применение любых буферных жидкостей:

- закачка состава и продавка до башмака НКТ водой или соевым раствором;
- продавка состава в пласт в полном объеме (или перепродавка в пласт);
- выдержка на реакцию отверждения в течение 12...24 ч и запуск скважины в эксплуатацию.

При многих достоинствах составов АКОР-2 и АКОР-4 из-за использования в них кристаллогидрата хлорного железа были отмечены определенные сложности в их приготовлении и закачке в скважину. Это было учтено при разработке одноупаковочного материала АКОР-Б100 и АКОР-Б300 [5,6].

Одноупаковочные материалы АКОР-Б можно было использовать как в товарном виде, так и готовить на их основе водонаполненные композиции, разбавляя водой в 3-7 раз и более. Материалы АКОР-Б100 и АКОР-Б300 были предназначены для ограничения водопритоков в скважинах с пластовыми и забойными температурами соответственно до 120 и 300 °С. Высокие технологические свойства, эффективность применения, простота приготовления и другие положительные свойства привели к широкомасштабному промышленному внедрению одноупаковочных материалов типа АКОР-Б. В 1988 г. объем опытной партии АКОР-Б100 поставленной на промыслы, составил 480 т, в 1989 г. – 1055 т, в 1990 г. – 1810 т.

Одноупаковочные материалы типа АКОР-Б использовались до 2000 года. При этом было выполнено более 1700 скважино-операций с применением этих материалов. Только в ПО «Юганскнефтегаз» на 1991 год были проведены РИР в 730 скважинах [7].

Следует отметить, что первые кремнийорганические составы АКОР (АКОР-1, АКОР-2) были разработаны в 1983 году во ВНИПИТермнефть. Эти составы готовились из отдельных компонентов на скважинах непосредственно перед их применением. Одноупаковочные составы АКОР – материалы АКОР Б100 и АКОР Б300 разработаны во ВНИИКРнефть. Следующее поколение кремнийорганические тампонажные материалы группы АКОР БН (АКОР БН100, АКОР БН101, ..., АКОР БН104, АКОР БН300) ТУ 2458-001-01172772-99 разработаны Научно-производственной фирмой «Нитпо» (товарные знаки № 212788 и № 226740).

Выпуск материалов АКОР БН вместо АКОР-Б100 и АКОР-Б300 налажен в 2000 году. Они имеют ряд преимуществ в сравнении с АКОР-Б: лучше совмещаются с водой, водными растворами солей и полимеров, практически не образуют осадок при совмещении с водой, обладают более высокой селективностью, улучшенными фильтрационными, прочностными характеристиками и рядом других технологических показателей.

Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР-БН представляют собой жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета с температурой замерзания ниже минус 50 °С, с динамической вязкостью 1-30 мПа·с и плотностью 980-1100 кг/м³ (при 20 °С). В присутствии воды кремнийорганический тампонажный материал АКОР-БН гидролизуются с образованием жидких водорастворимых продуктов, которые затем отверждаются (гелируют).

Материалы АКОР БН[®] – базовые реагенты. В зависимости от поставленной цели и выбранной технологической схемы ведения работ их можно использовать в товарном виде (заводской готовности) или на их основе готовить различные изоляционные составы и композиции. Наиболее употребляемым является водонаполненный состав в соотношении АКОР БН – вода = 1 – 3 (при необходимости можно разбавлять водой в 1-10 раз). Эта водонаполненная композиция не утрачивает способность к отверждению, не теряет эксплуатационные свойства и в дальнейшем под воздействием температуры и других факторов образует гель в полном объеме, который не растворяется водой. Они могут быть использованы в широком интервале пластовых или забойных температур от -10 до 300 °С, способны отверждаться под воздействием воды любого типа и любой минерализации и предназначены для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и ПГХ скважинах.

Расход товарного материала АКОР БН на одну скважино-операцию обычно состав-

ляет 1,5 – 4,5 тонн и зависит от вида проводимых работ, объекта воздействия (скважина-пласт) и выбранной технологической схемы.

Некоторые свойства составов АКОР БН®

При изоляции водопритоков большое значение имеют фильтрационные и водоизолирующие свойства состава. Состав должен легко проникать в водонасыщенные пласты, вытеснять из них воду или смешиваться с ней и превращаться в гель, имеющий определенные структурно-механические свойства. В тоже время в нефтенасыщенные пласты он должен фильтроваться слабо или превращаться в гель, который только незначительно снижает проницаемость нефтенасыщенного пласта. В этом случае, проявляется селективность (избирательность) действия водоизолирующего состава. Селективность состава позволяет проводить водоизоляционные работы без разобнения нефтенасыщенных и обводненных участков пласта в стволе скважины.

Фильтрационные свойства состава АКОР при фильтрации через естественные керны, насыщенные водой и трансформаторным маслом (модель нефти) показаны на рис. 1.

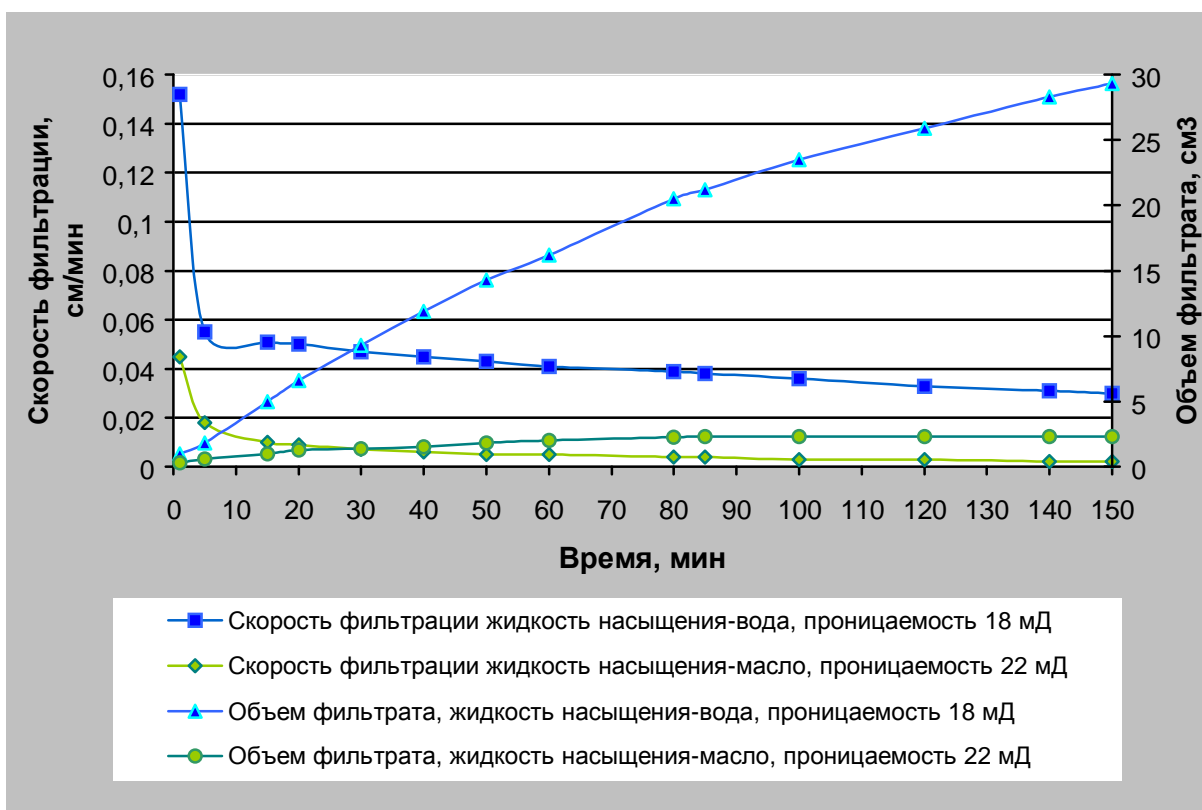


Рисунок 1 – Фильтрация составов АКОР-БН® через естественные керны с различным насыщением (перепад давления 0,35 МПа, температура 20 °С)

На рисунке видно, что при прочих равных условиях в водонасыщенный керн закачано в 12,7 раза больше состава АКОР, чем в нефтенасыщенный. Это подтверждает высокую селективность распределения состава, т.е. состав фильтруется преимущественно в водонасыщенный пласт и изолирует его.

После термостатирования кернов при 60 °С в течение 36 часов определялась проницаемость водонасыщенного керна по воде, по маслу – маслонасыщенного. Результаты определений приведены в таблице 1.

Из приведенных данных видно, что составы АКОР имеют высокую изолирующую способность. Проницаемость водонасыщенных кернов снижается на 99-100 % и не восстанавливается при обратной фильтрации при градиенте давления до 28,6 МПа/м. Нефтенасыщенные керны после обработки сохранили некоторую проницаемость, которая имеет тенденцию к восстановлению при обратной фильтрации масла (нефти) через керн, не-

смотря на то, что 80 % порового пространства маслонасыщенного керна было заполнено изоляционным составом (эти исследования проводились на кернах, которые использовались для изучения фильтрации в разнонасыщенные пористые среды).

Практическое применение некоторых водоизолирующих составов показывает, что, даже при оптимальном насыщении изолируемого пласта составом, приток воды уменьшается незначительно, а эффект является кратковременным. Это объясняется тем, что образующийся гель имеет малую пластическую прочность. При некоторой депрессии гель разрушается или вымывается из пласта. Следовательно, применяемый гель должен иметь определенный уровень пластической прочности, которая характеризует прочность структуры при пластично-вязком разрушении.

Таблица 1 – Изменение проницаемости естественных кернов до и после обработки водоизолирующим составом АКОР-БН®

№ образца	Компонентный состав реагента, объемные доли		Проницаемость по воде, мкм ²		Градиент давления, МПа/м	Время воздействия, мин.	Снижение проницаемости, %			
	АКОР-БН 102	Вода	До обработки	После обработки						
Естественный керн Харампурского месторождения (скважина № 346) насыщенный водой										
1	1	3	0,018	0	25,7	45	100			
				0,0000023			28,6	99,99		
				0,0000160				150	99,91	
Естественный керн Харампурского месторождения (скважина № 346), насыщенный трансформаторным маслом										
2	1	3	0,022	0,000232	22,8	25	98,94			
				0,000298						
				0,000463				28,6	120	97,90
				0,00139					130	93,68
				0,00174					150	92,09

Динамика изменения пластической прочности гелей на основе состава АКОР-БН во времени с различным содержанием воды при температуре 80 °С показана в таблице 2.

В результате исследований, установлено следующее:

- при увеличении количества воды в составе водоизоляционной композиции пластическая прочность геля уменьшается;
- рост пластической прочности происходит в течение первых 24÷48 часов после образования геля;
- стабилизация пластической прочности наблюдается через 60÷70 часов после образования геля.

Зная пластическую прочность водоизолирующего состава, можно рассчитать минимально необходимую толщину оторочки (радиус обработки), при которой тампонирующий материал надежно изолирует пласт в определенных геолого-технических условиях.

Пример расчета критического радиуса обработки призабойной зоны для некоторых моделей пластов, представлен на рис. 2.

Для расчета приняты следующие значения параметров:

- депрессия 20 МПа;
- пористость 15,5 %;
- коэффициент запаса прочности 3.

Таблица 2 – Изменение во времени пластической прочности гелей на основе состава АКОР-БН® с различным содержанием воды

№ п/п	Компоненты состава, объемные доли		Пластическая прочность, Па при выдержке состава в течение, ч				
	АКОР 102	БН вода	1	12	24	48	72
1	1	1	500	6000	11000	12000	12100
2	1	3	35	400	1200	2500	3000
3	1	5	15	150	300	550	600

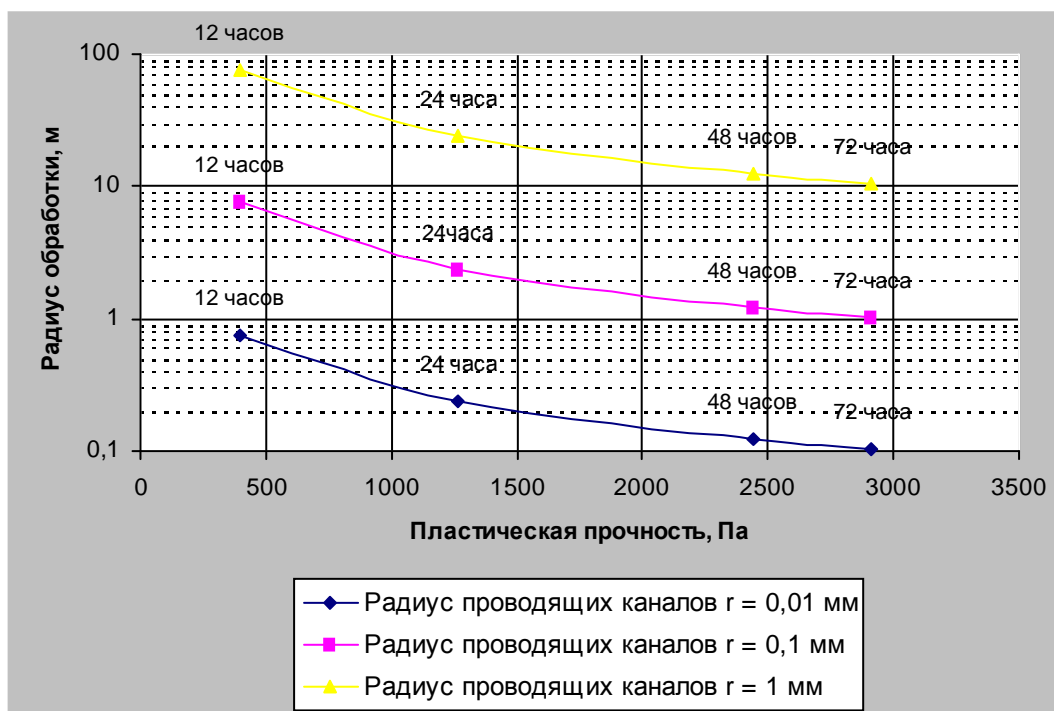


Рисунок 2 – Зависимость критического радиуса изолирующего экрана (обработки) от пластической прочности состава АКОР-БН®-4/3

Из результатов исследований установлено, что радиус водоизолирующего экрана зависит от свойств состава (геля) и геолого-технических условий работы скважин. В коллекторах порового типа, имеющих низкую проницаемость, оказывается достаточным создание изолирующего экрана радиусом 0,25 м. При этом состав АКОР надежно изолирует водоприитоки, не разрушаясь при депрессии на пласт до 20 МПа. В тоже время, при наличии в пласте трещин с раскрытием более 0,1 мм, радиус водоизолирующего экрана может превышать десятки метров. В таких условиях с целью повышения надежности изоляции водоприитоков рекомендуется проведение докрепления изолируемого интервала цементным раствором или составами на основе синтетических смол.

Приготовление водонаполненного состава АКОР-БН®

При приготовлении водонаполненных составов АКОР БН вода вводится порционно. После ввода первой порции воды происходит экзотермическая реакция, в результате которой получаются продукты реакции, неограниченно смешивающиеся с водой в любой пропорции, без расслоения. При этом могут быть использована практически любая вода, вплоть до солевых растворов, применяемых для глушения скважин. Единственным ограничением служит требование к кислотности среды, которая ограничивается верхним пределом $pH < 6,5$, т.е. при производстве ремонтно-изоляционных работ необходимо исключение контакта с щелочной средой.

Технология приготовления водонаполненного состава АКОР-БН® в цементи-

ровочном агрегате ЦА-320

Базовый состав, в соотношении к воде 1:3, готовится в следующем порядке: в левый бункер (по ходу агрегата) ЦА-320 закачивается 1,5 м³ товарного АКОР БН, добавляется 0,3-0,6 м³ воды и полученная смесь перемешивается до повышения температуры на 15-50 °С в течение 5-30 минут. Затем в этот же бункер, добавляется вода с доведением общего объема смеси до 3 м³. Затем смесь перемешивается 5-15 минут. По готовности однородной массы открывается задвижка, и полученный раствор перекачивается во второй бункер агрегата с добавлением 3 м³ воды и осреднением смеси перемешиванием в течение 5-15 минут. После чего водонаполненный состав АКОР БН в объеме 6 м³ готов к закачке в скважину.

Для получения составов с соотношением АКОР БН : вода 1:5, 1:7 и 1:10, приготовленный состав в соотношении 1:3 и необходимое количество воды параллельно через тройник закачивается в НКТ или готовится в мернике второго агрегата (или емкости) перемешиванием в необходимой пропорции с водой.

Аналогично могут быть приготовлены составы АКОР с разбавлением водой 1:1 и 1:2, но при этом необходимо учитывать объемный фактор, особенно при минимальных и максимальных температурах окружающей среды, зимой или летом. При низких температурах, при вводе первой порции воды, состав будет долго разогреваться, а при высоких очень быстро. Поэтому зимой первая порция воды должна быть меньше, а летом больше.

При приготовлении водонаполненного состава АКОР необходимо соблюдение ряда условий:

- для более точной дозировки при приготовлении должно использоваться не менее 1 м³ товарного состава АКОР БН;
- вода, используемая для приготовления составов должна иметь рН=5-6 (любое попадание щелочных реагентов или щелочной воды приводит к быстрому гелеобразованию составов АКОР);
- мерники ЦА должны быть чистыми и сухими, насос перед началом работ промывается и освобождается от остатков воды продувкой;
- товарный продукт АКОР БН закачивается в скважину через буфер перед составом и после него, при этом в качестве буферных жидкостей предпочтительней использование полярных растворителей, к которым относятся гликоли, спирты, ацетон и др., могут быть также использованы и углеводородные жидкости (нефть, дизтопливо, газоконденсат);
- объем каждой пачки нефти должен составлять 0,3÷1 м³, в зависимости от глубины скважины и цели применения реагента.

Примерная технология водоизоляционных работ

Комплекс работ по селективной изоляции водопритока выполняется в следующей последовательности:

- скважина обвязывается с необходимым технологическим оборудованием, нагнетательные линии опрессовывается на полуторократное ожидаемое давление;
- готовится водоизолирующий состав в объеме необходимом для изоляции водопритока в зависимости от мощности пласта и радиуса обработки (рис. 1);
- рассчитывается время реакции с учетом объемного соотношения АКОР БН-вода и типа применяемого реагента (рис. 2);
- приготовленный состав закачивается через НКТ в скважину и продавливается в пласт расчетным количеством продавочной жидкости;
- при невозможности осуществить продавку состава в пласт, осуществляют обратную промывку с противодавлением на пласт, равным конечному давлению продавки;
- в процессе выполнения работы осуществляется контроль за расходом изоляционного состава, продавочной жидкости, давлением закачки и продавки;

- скважина закрывается и оставляется на время реагирования состава в течение 24-48 часов под давлением, равным конечному давлению продавки.

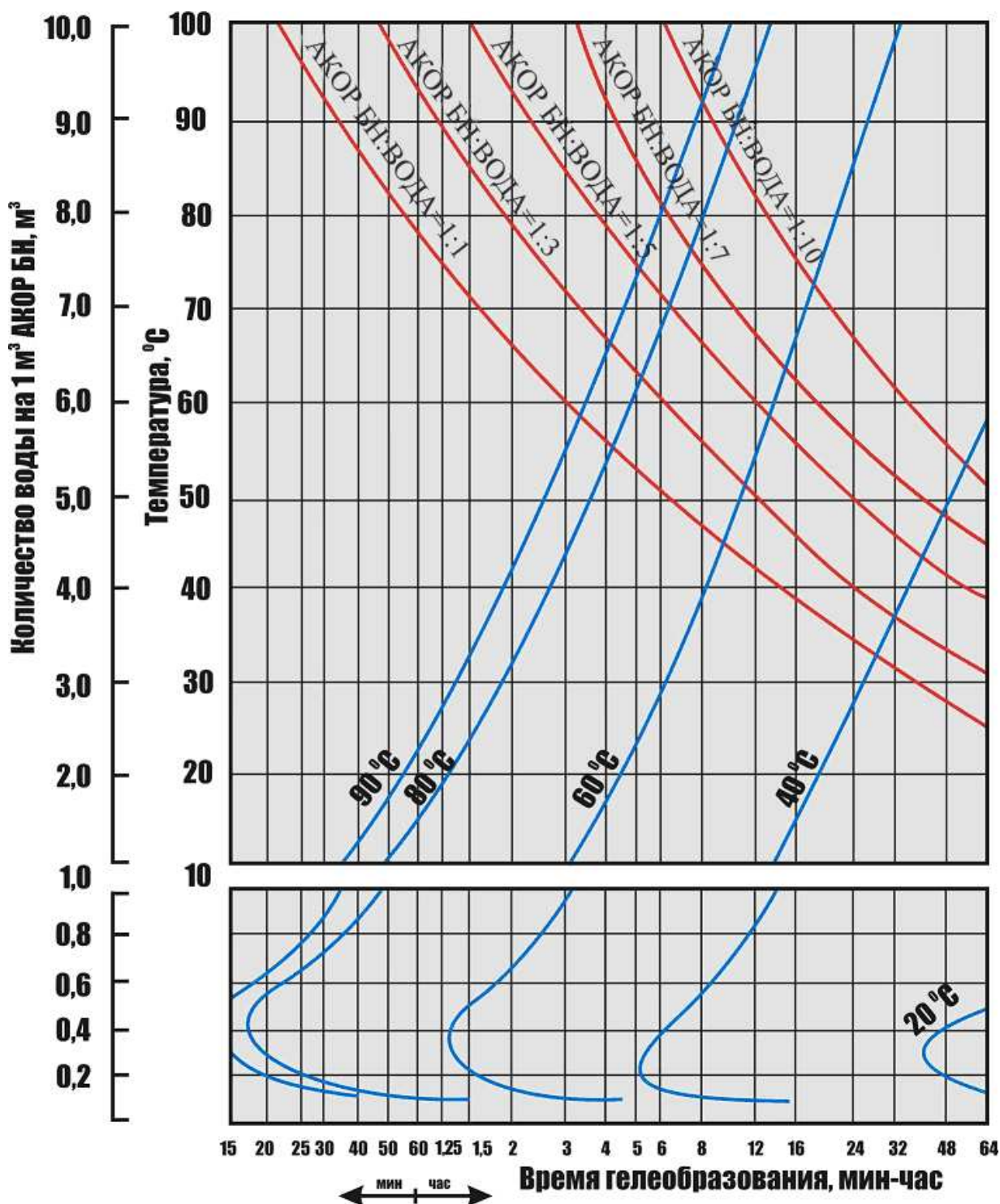


Рисунок 3 – Номограмма для расчета времени реакции в зависимости от типа реагента и объемного соотношения АКОР БН[®] – вода

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование устья скважины, механизмы и агрегаты, применяемые при подземном и капитальном ремонте скважин и обработке призабойной зоны пласта. Виды и необходимое количество технических средств для осуществления процесса определяются выбранной технологической схемой и объемом закачиваемых реагентов. Минимальное количество технических средств: 2 цементировочных агрегата типа ЦА-320, 2-3 автоцистерны с емко-

стью 8-10 м³. В некоторых случаях АКОР необходимо докреплять цементным раствором и/или использовать пакер.

Освоение скважины

Освоение скважины проводится способом, принятым на месторождении. При этом:

- после проведения водоизоляционных работ без докрепления цементным раствором обычно не требуется производить повторное вскрытие (реперфорацию);
- для подключения в работу нефтяных пропластков, не работавших до проведения РИР, применяются кислотные ванны и кислотные обработки по типовым технологиям для данного месторождения;
- объем кислоты не должен превышать объема водоизолирующего материала с целью предотвращения разрушения пласта;
- кислотные составы следует использовать с добавками, ингибирующими осадкообразование продуктов реакции;
- давление нагнетания при кислотных обработках после ОЗС не должно превышать давление нагнетания тампонажного материала в конце продавки;
- после изоляционных работ фонтанные скважины осваиваются плавным запуском с наименьшей депрессией, вызывающей приток нефти из пласта;
- в скважинах, оборудованных насосными установками, после проведения РИР выполняются гидродинамические исследования для подбора насоса необходимой производительности;
- при пуске скважины в работу выполняется контроль динамического уровня с целью недопущения депрессии на пласт превышающей 10 МПа;
- после окончания изоляционных работ и стабилизации притока жидкости из пласта скважина выводится на постоянный режим работы;
- после проведения РИР, если в процессе работ не были подключены неработавшие интервалы пласта, скважина должна эксплуатироваться с дебитом, не превышающим дебит до проведения РИР или, что более предпочтительно, с пониженным на 20-40 %.

Возможные осложнения при использовании водоизолирующих составов

Преждевременное гелеобразование (отверждение состава на поверхности в емкости и технологических линиях) может иметь место при нарушении рекомендаций по приготовлению водонаполненных составов (значительное уменьшение первоначально вводимого количества воды, особенно при высоких температурах окружающего воздуха, применение воды или растворов с рН>6,5). В этом случае необходимо разбавить состав водой в 2-3 раза и вымыть состав из НКТ, технологических линий и емкостей.

Резкое увеличение давления продавливания состава в пласт выше давления опрессовки эксплуатационной колонны может произойти в результате нарушения технологии. При этом необходимо остановить, продавливание (закачку) состава на 3-5 мин. Если после этого давление упало, то можно продолжить продавливание состава в пласт. Операцию при необходимости повторить 2-3 раза.

При дальнейшем росте давления до давления опрессовки процесс останавливается. Обратной промывкой состав вымывается из НКТ. После этого в пласт продавливается 1-3 м³ продавочной жидкости.

При отсутствии притока нефти из пласта выполняются промыслово-геофизические исследования для определения распределения материала в ПЗП и выяснения причин отсутствия притока. На основании полученных данных выполняется комплекс работ по вызову притока.

При необходимости образовавшийся в скважине или порах и трещинах коллектора гель на основе реагента АКОР БН может быть растворим и вымыт прокачкой концентрированных растворов щелочей NaOH или KOH 20-40 процентной концентрации.

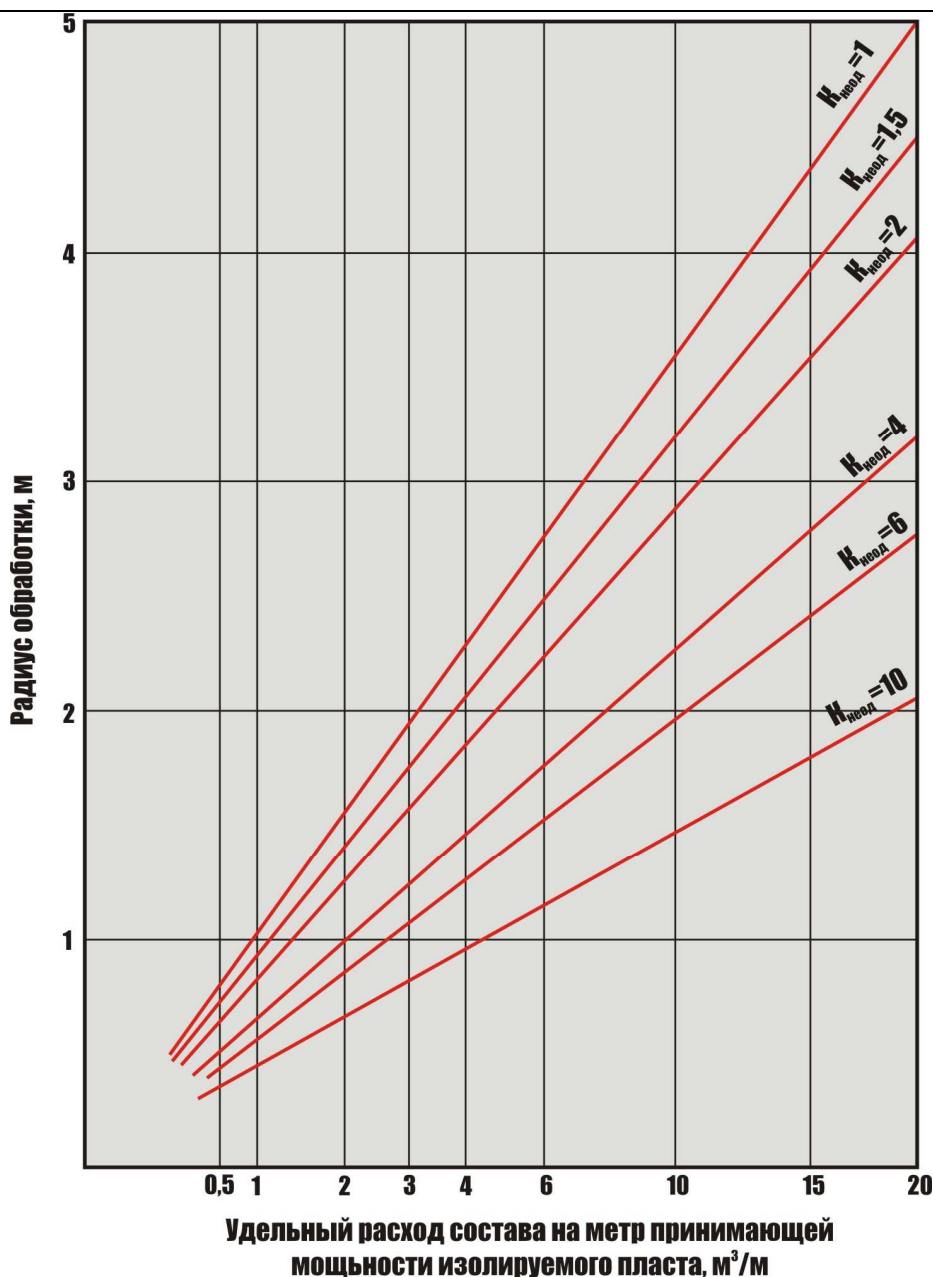


Рисунок 4 – Удельный расход состава АКОР БН[®] в зависимости от коэффициента неоднородности пласта

Технология ограничения водопритокков составами АКОР БН различных видов обводнения скважин (подошвенное, пропластковое, межпластовые перетоки, нарушение герметичности экспл. колонны) находит применение в различных регионах России (Западная Сибирь, республика Коми, Краснодарский край, Беларусь, Казахстан). Технология РИР с использованием составов АКОР является селективной и легко изменяемой в зависимости от конкретных геолого-технических условий объекта - применима в терригенных и карбонатных коллекторах. Ее селективность обусловлена свойствами материала, геологическим строением и составом пород пласта, используемыми технологическими приемами РИР. Работы можно проводить с подъемом и без подъема внутрискважинного оборудования в скважинах с любым способом эксплуатации. Для получения максимального эффекта технология адаптируется к конкретным геолого-техническим условиям разработки месторождения.

С 2000 года материал АКОР-БН, успешно применяется на месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз”, ОАО НК “Роснефть”, НК “Лукойл”, НК “Славнефть-Мегионнефтегаз”, Казахстана, Беларуси и др.

В настоящее время наиболее широко применяется АКОР БН 102. На сегодняшний день этим материалом уже выполнено более 750 скважино-операций.

Таким образом, селективные водоизолирующие составы на основе реагентов группы АКОР БН могут быть рекомендованы для проведения РИР в любых геологических условиях. Применение составов на их основе обеспечивает создание надежных блок-экранов для эффективной изоляции притоков воды, как при их ликвидации, так и при предупреждающих (превентивных) обработках пластов.

Дополнительную информацию можно найти на нашем сайте <http://www.nitpo.ru>. Результаты применения АКОР БН[®] показаны в работах (ссылки на сайте).

Список использованных источников:

1. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири // РНТС. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1987, Вып. 1.
2. А.С. № 1102895. МКИ Е 21 В 33/138, Состав для изоляции пластовых вод в скважину.
3. Янковский Ю.Н. и др. Свойства и перспективы применения водоизолирующих реагентов типа АКОР // Нефтяное хозяйство. – 1984. - № 8. с. 52-55.
4. В.М. Строганов, А.М. Строганов и др. Водонаполненные составы АКОР и процессы их гелеобразования. Сборник научных трудов ВНИИКРнефть Вопросы крепления и заканчивания скважин - Краснодар. Изд. ВНИИКРнефть, 1991, с. 140
5. А.С. № 1527982. Тампонажный состав.
6. А.С. № 1595055. Состав для обводненных зон пласта.
7. Куликов А.Н., Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Строганов В.М., Строганов А.М. Обобщение результатов и исследование критериев применимости технологий селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганических соединений // Нефтепромысловое дело – 2005 – № 9, с. 36-45.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Макаревич А.В., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. (РУП «ПО «Белоруснефть»)

Нефтяные залежи РУП «ПО «Белоруснефть» связаны, в основном с девонскими отложениями (подсолевая, межсолевая залежи) и представлены, главным образом, карбонатными породами (85-90 %).

Большинство залежей нефти открыто в интервалах глубин 2 - 4 км. Средние значения эффективной толщины – 10-30 м, пластовая температура – 50 - 90 °С. Минерализация попутных и пластовых вод изменяется от 140 до 340 г/л.

Месторождения Беларуси вводились в разработку в условиях недостаточной геологической изученности. Предполагалось, что в карбонатных коллекторах, так же как и в терригенных, будет формироваться поршневой или близкий к нему характер вытеснения нефти водой. Поэтому внедрялась законтурная или приконтурная закачка воды, добывающие скважины размещались рядами параллельно контуру нефтеносности. На самом деле высокая расчлененность, емкостная и фильтрационная неоднородности коллекторов, широкое развитие разноориентированной системы трещиноватости, высокие темпы отбора нефти в первоначальный период эксплуатации спровоцировали неравномерную выработку запасов по площади и разрезу, а также преждевременное обводнение скважин по зонам улучшенных коллекторов. В результате интенсивно вырабатывались активные запасы в высокопроницаемых коллекторах и остались не затронутыми запасы нефти в коллекторах с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Ныне свыше 20% объема нагнетаемой воды прокачивается по высокопроницаемым зонам без совершения полезной работы по вытеснению нефти.

Основные нефтяные месторождения РУП «ПО «Белоруснефть» находятся на завершающей стадии разработки. Эта стадия характеризуется дальнейшим нарастанием негативных факторов, обусловленных как объективными, так и субъективными причинами: неравномерной выработкой запасов, нарастанием обводненности добываемой продукции, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, старением и износом фонда добывающих и нагнетательных скважин и т.д.

Доизвлечение остаточных запасов нефти невозможно без применения специальных технологий воздействия на продуктивные пласты.

Сложные горно-геологические условия залегания залежей, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, жесткие условия по минерализации пластовых вод не дают возможности эффективно применять многие известные методы и технологии повышения нефтеотдачи. Это вынуждает специалистов БелНИПИнефть постоянно активно вести поиск, разработку, адаптацию и внедрение новых технологий, составов и композиций, пригодных для условий нефтяных месторождений Республики Беларусь.

На нефтяных залежах месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» повышение нефтеотдачи достигается путем обработки высокопроницаемых каналов составами с повышенной вязкостью или реагентами, которые при контакте с высокоминерализованной пластовой водой образуют осадки и гели, способные создавать дополнительные фильтрационные сопротивления и, тем самым, снижать проводимость этих каналов для вытесняющего агента. В результате происходит перераспределение фильтрационных потоков, меняются их направления и скорости, а также объемы пласта, охваченные вытеснением. Включаются в работу низкопроницаемые разности пород-коллекторов, снижается обводненность добываемой продукции.

В качестве осадкообразующих реагентов применялись [1]: каустическая сода, кальцинированная сода, жидкое стекло, гипан, ренивол, лигнопол. Основной принцип их действия связан с тем, что при взаимодействии перечисленных реагентов с ионами Ca^{2+} и

Mg^{2+} , содержание которых в пластовых водах достигает 70-80 г/литр, происходит образование осадков, значительно снижающих проницаемость высокопроницаемых каналов.

Технологии и эффективность выполненных за период с 1984 по 2004 г.г. работ представлены в таблице 1.

Из таблицы видно, что продолжительность эффекта и дополнительная добыча постепенно снижаются, что объясняется объективными тенденциями (увеличение водонасыщенности коллекторов и промытости каналов фильтрации по которым байпасирует вода от нагнетательной к добывающим скважинам, изменение физико-химических свойств остаточной нефти и т.п.). Это свидетельствует о необходимости поиска новых, отвечающих современным требованиям, способов и составов.

В последнее время одним из основных направлений совершенствования данных технологий является композиционирование химреагентов (полимер - полимерные, органо-минеральные, наполненные полимерные композиции и т.п.) позволяющие без существенных дополнительных затрат на синтез новых реагентов получать составы и тампонажные материалы с требуемыми свойствами.

В 2005 г. прошли лабораторные и опытно-промысловые испытания технологии на основе: лигнопола и жидкого стекла, Поли-КемДи и жидкого стекла, жидкого стекла и АКОР-БН102 с раздельной закачкой компонентов.

Лабораторные исследования показали, что относительный объем (V) седиментационного осадка, формирующегося при смешении композиции лигнопола и жидкого стекла с минерализованной водой плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$, достигает 70%. Его структурно-механические показатели – прочность агрегатов органо-минеральных частиц, эластичность превосходят соответствующие характеристики осадков, образующихся при раздельном смешении с пластовой водой растворов лигнопола ($V = 58\%$, рыхлые хлопья) и жидкого стекла ($V = 75\%$, мелкодисперсная взвесь). Это свидетельствует о целесообразности композиционирования, а не раздельной закачки таких растворов с целью увеличения эффективности работ по увеличению охвата пластов заводнением.

При смешении композиции Поли-КемДи и жидкого стекла с пластовой водой – седиментировавшие частицы связываются в агрегаты, которые обладают вязко-упругими свойствами и распределяются практически во всем объеме водной дисперсионной среды. Через 5 ч выдержки при пластовой температуре относительный объем седиментационного осадка стабилизируется на уровне 55%.

Исследованные композиции обладают селективностью – образуют осадки при взаимодействии с пластовой водой, но инертны по отношению к нефти. Их закачка в нагнетательные скважины должна значительно снизить приемистость высокопроницаемых водонасыщенных каналов фильтрации.

Раздельная последовательная закачка в нагнетательные скважины растворов жидкого стекла и АКОР-БН102 дает возможность сократить расход жидкого стекла путем изоляции в призабойной зоне высокопроницаемых каналов фильтрации гелирующимся раствором АКОР-БН102 и воздействовать на удаленные участки пласта суспензией, образующейся при контакте жидкого стекла с пластовой водой. Лабораторные исследования гелеобразования разбавленных растворов АКОР-БН102 в условиях, моделирующих пластовые, показали, что смеси АКОР-БН102 и пресной воды в объемном соотношении 1:15 (6,2% по АКОР) гелируются при температуре 60 и 80 °С в течение 24 и 11 ч, соответственно. В присутствии карбонатной породы гелирование ускоряется и заканчивается в течение 1,1 ч как при 60 °С, так и при 80 °С. Растворы АКОР-БН 102 в минерализованной воде (плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$) гелируются в течение 12,5 и 3 ч – в отсутствие, 2,7 и 1,3 ч – в присутствии карбонатной породы при температурах 60 и 80 °С, соответственно. Во всех случаях образуются прочные вязко-упругие тампонажные гели.

Наряду с этим, были исследованы композиционные составы на основе смесей водных растворов гелеобразователя – ПАА Праестол 2510 и сшивателя – ацетата хрома. Композиции с течением времени структурируются, превращаясь в вязкотекучие гели, которые

могут выступать в качестве водоизолирующего и нефтewытесняющего агентов. Индукционный период гелеобразования при пластовой температуре (70 °С) составляет 3-10 ч (в зависимости от концентраций ПАА и сшивателя), при комнатной температуре составы гелируются более 24 ч. Гели стабильны при пластовой (70 °С) температуре в течение длительного времени.

Таблица 1 – Технологии и эффективность работ по увеличению охвата пластов заводнением в РУП «ПО «Белоруснефть» за 1983-2004 г.г. (по состоянию на 01.01.2006 г.)

№ п/п	Месторождение	Залежь	Дата проведения работ	Обрабатываемая скважина	Реагирующие скважины	Технология обработки и реагенты	Объем закачки, м ³	Доп. добыча, т.	Длит. эффекта
1	Тишковское	sm, центр. бл.	21-22 06.1983г.	41	28, 58	Гипан (2%-9м ³ , 6%-6м ³), смесь флокулянта "Комета" (6%) и ТЭГ-1 (3%)-10м ³ , гипан (2%-75м ³ , 8%-6м ³)	106	2230	5 мес
2	Тишковское	sm, центр. бл.	03-06 11.1983г.	41	28, 58	Три порции: 1-гипан (4%-37м ³) с продавкой проточной водой (400м ³); 2-гипан (4-6%-66м ³), с продавкой проточной водой (450м ³); 3-гипан (4-6%-44м ³).	147/850	3500	2 года
3	Вишанское	vr-sr	03-07 12.1984г.	44, 50	46, 55, 71, 102	В скв.44-р-р гипана (24м ³ , 4-8%), в скв.50-р-р гипана 4 порции всего 174м ³ 4-8%	24/174	17300	2 года
4	Речицкое	sm	19.07- 12.08.1985г.	52	6, 82	Порциями по 100м ³ 3% раствор каустической соды	4800	7500	2 года
5	Мармовичское	zd, 1блок	11-21 08.1985г.	1	17, 51, 52	Каустическая сода (3%) по 100м ³ с оторочкой пл. воды (200м ³), хлористого кальция, 300м ³ пресной воды. Всего 5 порций.	3050	950	1,5 года
6	Вишанское	vr-sr	11.1986г.	44	46, 55, 71, 102	Раствор гипана - 4-8%	260	2400	1,5 года
7	Тишковское	sm, центр. бл.	08.1986г.	41	28, 58	8м ³ 1% КМЦ с карбамидом (4т.), 75м ³ пресной воды, 116м ³ р-ра (58м ³ 6% р-ра гипана и 58м ³ 1% р-ра КМЦ)	281	6500	2 года
8	Речицкое	zd 8 п	06.1988г.	128	115, 124, 127, 136, 139, 145	Раствор каустической соды, единой оторочкой раствор композиции ПАВ и каустической соды	20847	4700	2 года
9	Речицкое	zd 4 п	02-20 06.1989г.	30	19, 63	Жидкое стекло (18%) порциями по 50м ³ с оторочкой пресной воды по 80-100м ³	4500	100	1,5 года
10	Осташковичское	zd	01 - 30 10.1990г.	68	51, 61, 64, 80	Порционно: гельсостав (98м ³)- симусан (5м ³), жидкое стекло (118м ³), пресная вода (75м ³); гельсостав (100м ³), HCl (5%)-30м ³ , жидкое стекло (30м ³), гельсостав (18м ³)	376	0	2 года
11	Вишанское	vr-sr	09- 10.1990г.	54, 70	15, 39, 46, 55, 56, 70, 71, 102	1 этап-в скв.50 закачивался р-р жидкого стекла (5-10%), 2этап- в скв 50,70- раствор ПАВ	10200	1250	1 год

12	Речицкое	zd 8 п	06-08.1990г.	128	115, 124, 127, 136, 139, 145	Жидкое стекло (45%)-130т, неонол-192т, каустическая сода (45%)- 71,2м ³ , сульфонол (30%)- 24т	22350	2250	2 года
13	Речицкое	zd 8 п	14.06.1992г.	128	115, 124, 127, 136, 139, 145	Раствор жидкого стекла	240	960	1 год
14	Дубровское	zd	03.11-08.12.1993г.	17, 35	8, 22, 25, 26	В скв.17- 4 порции 14% р-ра жидкого стекла (150м ³), между порциями пресная вода. Всего-2000м ³ . СКО-4м ³ 24%НCl, 12м ³ 12%НCl В скв.35-1370м ³ 4% жидкого стекла.	3370	10000	2 года
15	Дубровское	zd	05-07.97г.	20	22, 33, 40	В нагнет. скв. раствор лигнопола с последующей СКО с ПАВ, а в добывающие (скв-22, 33, 40) растворы лигнопола с хромпиком.	220	90000	4 года
16	Речицкое	sm	16.06-17.07.1998г.	52	6, 82	Раствор лигнопола: 20%-500м ³ и 10% 2200м ³	2770	2650	2 года
17	Речицкое	sm	15-20 11.2000г.	52	6, 82	25% раствор эмульсии БМЗ двумя порциями по 40м ³ , 30м ³ раствора гипана (6,5%) и жидкого стекла (5,4%)	80/30 110	600	6 мес.
18	Речицкое	sm	04-23.04.2001г.	52	6, 82	Раствор эмульсии БМЗ, индикатор	2447/20	7257	1 год
19	Речицкое	zd 8 п	05-20 10.2001г.	120, 128, 97	187, 100, 138, 140, 229, 42, 188, 136, 127, 224, 189, 96, 124, 139, 115, 126, 191, 190,145	Сшитые полимерные системы (СПС) по технологии фирмы "ОТО"	1640	782	6 мес
20	Речицкое	vr	14-17 08.2001	252	62, 77, 143, 255	Жидкое стекло с концентрацией 3-4%.	265	8238	8 мес
21	Дубровское	zd	02-20 09.2001г.	20, 21, 35	6, 17, 22, 24, 25, 27, 33, 34, 38, 39, 40, 41, 41, 43, 45, 46	Сшитые полимерные системы (СПС) по технологии фирмы "ОТО"	1557	5280	7 мес
22	Золотухинское	sm	21.09-21.11.2001г	24, 70	75, 106, 51, 74, 81, 56, 9005	Жидкое стекло 614м ³ в скв.24 и 210м ³ в скв.70	824	1043	7 мес.
23	Вишанское	vr-sr	21.08-27.09.2002	30, 63	15, 42, 46, 53, 56, 58, 62, 67, 77, 92, 101, 102, 105, 106, 107, 110, 111, 114, 201	Жидкое стекло 1400м ³ в скв.30 и 2100 м ³ в скв.63	3500	15774	4,5 года
24	Вишанское	vr-sr	17-26.06, 28.07-14.08.2003	30, 63		Лигнопол 1400м ³ в скв.30 и 790 м ³ жидкого стекла в скв.63	2190		

25	Ю-Осташковичское	zd	13-21.05.2003	109, 161	115, 128, 134, 137, 138, 168, 170, 175, 183, 186, 187, 188, 190, 191, 192, 199, 201, 202	РИТИН-10 600 м ³ в скв.161 и 907 м ³ в скв.109 по технологии ООО "РИТЭК"	1507	734	6 мес.
26	Речицкое	vr	14.09-02.10.2003	69, 252	62, 77, 78, 112, 143, 159, 254, 255, 256, 257, 68, 113, 149, 270	Жидкое стекло 884 м ³ в скв.69 и 580 м ³ в скв.252	1464	5923	19 мес.
27	Тишковское	sm, вост. бл.	09.10-05.11.2003	56, 90, 93, 123	114, 9051, 9054, 9129, 9130, 9132, 9135	Жидкое стекло 1113 м ³ в скв.56, 5 м ³ в скв.123, лигнопола 150 м ³ в скв.90, 300 м ³ в скв.93	1568	561	5 мес.
28	Дубровское	zd	13.07-08.08, 11-16.10.2004	20, 21, 35	6, 22, 24, 31, 33, 38, 39, 40, 42, 43, 45, 46	Лигнопол 1000 м ³ в скв.20 и 1500 м ³ в скв.35, 1000 м ³ жидкого стекла в скв.21	3500	2421	14 мес.
29	Золотухинское	sm	20-28.10.2004	11, 90	27, 54, 58, 73, 74, 75, 76, 80, 83, 84, 91, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113	500 м ³ лигнопола в скв.11 и 1000 м ³ жидкого стекла и 180 м ³ жидкого стекла с ВВП в скв.90	1320	2566	14 мес.
30	Малодушинское	sm	14.09-19.10.2004	17, 33	32, 38, 40, 42, 52, 54, 55, 57, 58	Жидкое стекло 1350 м ³ в скв.17 и 450 м ³ в скв.33 и лигнопола 500 м ³ в скв.33	2300	1198	13 мес.

Все исследованные композиции были рекомендованы к использованию при проведении мероприятий по увеличению охвата пластов заводнением в 2005 г.

На 1.01.2006 г. с использованием описанных композиций выполнено 10 скважино-обработок, суммарный эффект в виде дополнительно добытой нефти на 01.01.2006 г. составил 7416 т (таблица 2).

Технологию на основе ПАА и ацетата хрома (сшивателя), показавшую хорошие результаты при лабораторных исследованиях, в промышленных условиях из-за отсутствия реагентов испытать не удалось.

Выполненный анализ работ по Вишанскому месторождению [2] свидетельствует о том, что регулярное ежегодное проведение мероприятий по увеличению охвата пластов вытеснением на одних и тех же залежах позволяет значительно увеличить их эффективность.

Так в 2002 – 2005 г.г. на данном месторождении проведено три этапа опытно-промысловых работ (ОПР) по повышению нефтеотдачи, каждый из которых включал в себя: трассирование, закачку потокоотклоняющих реагентов, повторное трассирование.

На основании анализа результатов трассирования фильтрационных потоков выполненного в апреле-июле 2002 г. под закачку потокоотклоняющих реагентов из 6 исследованных нагнетательных скважин были выбраны скважины № 30 и 63, оказывающие наибольшее влияние на залежь. В эти скважины было закачено 1400 и 2210 м³ 4%-ного раствора силиката натрия, соответственно. Объемы потокоотклоняющих реагентов были определены исходя из эффективного объема трубок тока, установленного по данным трассирования. Суммарная дополнительная добыча от проведенных опытно-промысловых работ составила – 3930 т. Далее было выполнено трассирование фильтрационных потоков, подтвердившее эффективность проведенных мероприятий.

Для усиления воздействия на залежь в 2003г. проведены повторные ОПР по увеличению охвата пластов заводнением, в ходе которых выполнена закачка в скв. 30 1400 м³ 10 %-ного раствора лигнопола, в скв. 63 – 1330 м³ 4 %-ного раствора жидкого стекла и 700 м³ 10 %-ного раствора лигнопола. Дополнительная добыча за счет проведенных работ составила 11844 тонны нефти.

В марте – июне 2005 г. выполнены обработки 4 нагнетательных скважин; суммарный объем обработки составил 6956 м³ (таблица 2). Дополнительная добыча на 1.01.2006 г. составила 3278 т.

Таким образом, суммарный эффект от трех этапов ОПР на 1.01.2006 г. достиг 19052 тонны нефти.

Для повышения эффективности работ в БелНИПинефть разработаны перспективные программы, предусматривающие системное проведение данных мероприятий на залежах нефтяных месторождений РУП «ПО «Белоруснефть».

Таблица 2 – Технологии и эффективность работ по увеличению охвата пластов заводнением в РУП «ПО «Белоруснефть» за 2005 г. (по состоянию на 01.01.2006 г.)

№ п/п	Месторождение	Залежь	Дата проведения работ	Обрабатываемая скважина	Реагирующие скважины	Технология обработки и реагенты	Объем закачки, м ³	Доп. добыча, т.	Длит. эффекта
1	Речицкое	вт	10.06-31.07.2005	14, 252, 258	50, 51, 52, 57, 110, 112, 143, 153, 159, 221, 246, 248, 251, 254, 255, 256, 257, 259, 6, 68, 82, 113, 149, 150, 157, 160, 163, 165, 166, 222, 237, 270	350 м ³ жидкого стекла и лигнопола в скв.14, 350 м ³ жидкого стекла и лигнопол, 1200 м ³ жидкого стекла и Поли-КемДи в скв.252, 605 м ³ жидкого стекла и лигнопола в скв. 258	2505	3821	6 мес.
2	Тишковское	sm, вост. бл.	15.08-07.09.2005	56, 90, 93	9051, 9054, 9129, 9130, 9133, 9134, 9136	Жидкого стекла и Поли-КемДи 639 м ³ в скв.90, 750 м ³ в скв.93 и 1100 м ³ в сква.56 и 150 м ³ Химеко ТК-2 в скв.56	2639	317	4 мес.
3	Вишанское	vt-st	03.05-23.06.2005	30, 44, 60, 123	39, 53, 62, 67, 6902, 76, 77, 92, 101, 102, 105, 106, 107, 108, 110, 111, 114, 118, 120, 122, 125	1140 м ³ лигнопола и 1800 м ³ жидкого стекла и Поли-КемДи в скв.60, 1200 м ³ жидкого стекла в скв.123, 500 м ³ жидкого стекла, 16 м ³ АКОРа, 1100 м ³ жидкого стекла в скв.44, 1200 м ³ жидкого стекла и лигнопола в скв.30	6956	3278	7 мес.

Полимерное заводнение

На балансе РУП «ПО «Белоруснефть» насчитывается 9 месторождений с тяжелыми и вязкими нефтями. Из них 5 находятся в разработке, 4 – в консервации. Остаточные извлекаемые запасы нефти по этим месторождениям составляют 4400 усл. ед. нефти. Вовлечение их в разработку – одна из важнейших задач специалистов БелНИПинефть.

Тяжелые и высоковязкие нефти по своим свойствам и составу отличаются от обычных легких нефтей, и разработка таких нефтяных месторождений с помощью традиционных технологий практически невозможна. В настоящее время уже отработано в опытно-промышленных условиях более десяти новых методов воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи [3].

Как показала практика, наибольшее распространение из всех новых методов разработки нефтяных месторождений получили термические методы, и, в частности, методы паротеплового воздействия на пласт.

Однако их развитие и совершенствование связано со сложностью и многообразием технических и технологических задач, для решения которых необходимо привлечение смежных отраслей промышленности, научно-исследовательских и конструкторских организаций.

Что касается внутрислоевого горения, то его широкое внедрение сдерживается тем, что процесс несравненно сложнее всех других и, главное, труднорегулируем.

В настоящее время единственным экономически обоснованным и технически осуществимым методом разработки объектов с высоковязкими нефтями, в условиях нефтяных месторождений РБ, является организация полимерного заводнения [4].

Несмотря на большое число известных полимеров, не все они одинаково пригодны в качестве загустителей воды из-за низкой вязкости, высокой адсорбционной способности, температурной и временной деструкции, плохой фильтруемости и т.д. Геолого-технические, термобарические условия и химический состав пластовых вод и нефтей месторождений РБ накладывают дополнительные требования к реагенту.

В период с 1999 по 2003 г.г. в БелНИПИнефть проведен большой комплекс научно-исследовательских работ по подбору полимеров, их концентраций, разработке технологии полимерного заводнения и его технико-экономическому обоснованию.

В целом были проведены лабораторные испытания 7 разновидностей ПАА: DCS-40MT, ПАА-ДР-1, Иточу, водорастворимый полимер ВРП, «Аккотрол S-622», «Праестол 2510N» и «Поли-КемДи».

Для оценки эффективности полимерного заводнения водными растворами «Аккотрол S-622» были выполнены модельные гидродинамические исследования. В качестве моделей пласта использованы естественные образцы ядра насыщенные нефтью, отобранного при вскрытии скважинами 126 и 203 задонской залежи Вишанского месторождения.

Сравнительная динамика вытеснения нефти водой и 0,05%-ным водным раствором «Аккотрол S-622 из модели представлена на рисунке 1. В модель были закачаны две оторочки пластовой воды и между ними – раствор «Аккотрол S-622». После закачки раствора ПАА происходил рост давления закачки и повышался коэффициент вытеснения нефти.

Результаты модельных экспериментов показали, что реализация полимерного заводнения на задонской залежи Вишанского месторождения по предложенной технологии позволит повысить коэффициент нефтеотдачи на 10-15%.

Технология была апробирована в 2004 г. на указанной залежи, эксплуатационный фонд которой составлял три добывающие скважины (126, 127, 200), а система поддержания пластового давления (ППД) отсутствовала. До работ залежь практически не эксплуатировалась из-за низкого пластового давления. Для организации ППД одна из скважин (200) была переведена под нагнетание, и в нее осуществлена закачка оторочки раствора «Аккотрол S-622» концентрацией 0,07-0,14% в объеме 6000 м³. На 01.02.2006 г. дополнительная добыча нефти по залежи составила 768 т.

Проведенные в 2005 г. сравнительные лабораторные исследования расширенного ряда ПАА показали, что вместо АККОТРОЛ S-622 предпочтительнее использовать ДР-9, благодаря его более высокой скорости растворения и вязкости, мало зависящей от минерализации воды.

После закупки необходимого оборудования планируется промышленное внедрение полимерного заводнения на других объектах РУП «ПО «Белоруснефть».

Внедрение новых высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи вкупе с имеющимися техническими, экономическими и интеллектуальными ресурсами позволит добиться максимально возможного коэффициента извлечения нефти из недр республики и улучшить технико-экономические показатели разработки залежей, что обеспечит

замедление темпов падения добычи нефти на многие десятилетия.

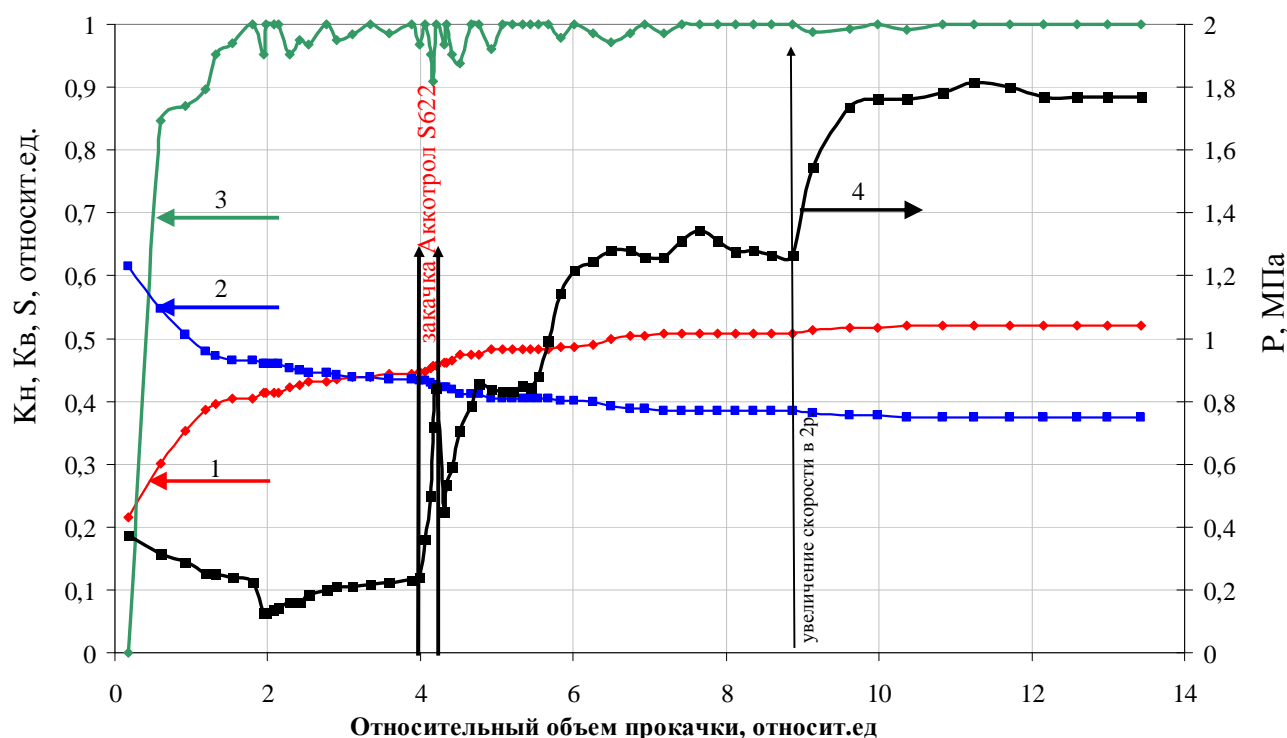


Рисунок 1 – Динамика вытеснения нефти пластовой водой ($\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$) из модели пласта задонской залежи Вишанского месторождения до и после обработки 0,05 % раствором «Аккотрол S-622». 1 – коэффициент вытеснения (Кв); 2 – коэффициент нефтенасыщенности (Кн); 3 – обводненность (S); 4 – давление прокачки (P)

Литература:

1. Техничко-экономическая эффективность мероприятий по регулированию охвата пластов заводнением на нефтяных залежах месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» / Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В., Агеенко Е.В., Лымарь И.В., Тищенко Н.В. Материалы научно-практической конференции «Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения», г. Гомель, 2002 г. стр. 365-375.
2. Комплексный подход к мероприятиям по повышению нефтеотдачи пластов на примере подсолевой залежи Вишанского месторождения./ Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пирожков В.В., Пысенков В.Г. и др. Сб. науч. Трудов «Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь», Гомель, 2004 г. стр. 16-26.
3. Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Сб. докл. 1-ой межд. конфер.- Краснодар: «Советская Кубань», 1999.-416с.
4. Перспективы полимерного заводнения на залежах с высоковязкими нефтями РУП «ПО «Белоруснефть». / Демяненко Н.А., Пирожков В.В., Пысенков В.Г., Тищенко Н.В. Материалы научно-практической конференции «Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения», Гомель, 2003 стр. 375-385.

КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ «СИЛОР» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Ф.М. Палютин, В.А. Бабурина, С.В. Борисоглебский (ОАО «Казанский завод синтетического каучука»)

Выпускаемый ОАО «Казанский завод синтетического каучука» продукт «Силор» по данным исследований, проведенных в «ТАТНИПИнефть» (г. Бугульма), показал высокую эффективность в качестве компонентов составов, используемых для увеличения нефтеотдачи пластов и при проведении ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах нефтяных месторождений.

В основе получения продукта «Силор» лежит специально разработанный метод и технология химической деструкции силиконовых вулканизатов. Качественный состав полученных продуктов деструкции представлен в Таблице 1 и включает в себя 55-67% летучих продуктов и 33-45% наполняемых силиконов. Последние представляют собой смесь олигомерных этоксисиланов и твердых продуктов: активные и неактивные наполнители, пигменты, модификаторы и другие ингредиенты резиновых смесей и герметизирующих материалов.

Таблица 1 – Фракционный состав жидких продуктов деструкции наполненных вулканизатов

Название продукта	Массовая доля, %
Этиловый спирт	0,63-0,85
Гексаметилциклотрисилоксан	0,16-0,17
Тетраэтоксисилан	8,16-9,39
Октаметилциклотетрасилоксан	4,43-6,79
Декаметилциклопентасилоксан	1,92-1,98
Алкоксисилоксаны	37,33-50,19

Олигосилоксаны в составе деструктантов содержат активные силанольные ($\equiv\text{Si-OH}$), силанолятные ($\equiv\text{Si-OK}$) и алкоксильные ($\equiv\text{Si-OR}$) группы, что предопределяет широкий спектр их использования.

Некоторые физико-химические свойства продукта «Силор» приведены в Таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства продукта «Силор»

Внешний вид	Жидкость белого или розового цвета. Допускается наличие взвеси, выпадающей в осадок при стоянии.
Плотность, d_4^{20} , г/см ³ , не менее	10
Концентрация водородных ионов, pH , не менее	8,0
Продолжительность гелеобразования при 20 ⁰ С, мин.	30-1440

В основу технологии использования продукта «Силор» в нефтедобывающей промышленности положен способ формирования полимерного геля, стойкого относительно агрессивного воздействия пластовых жидкостей. «Силор» с гелеобразователем закачивается в нарушение эксплуатационной колонны или обводненный пласт и выдерживается в течение суток (см. рис. 1).

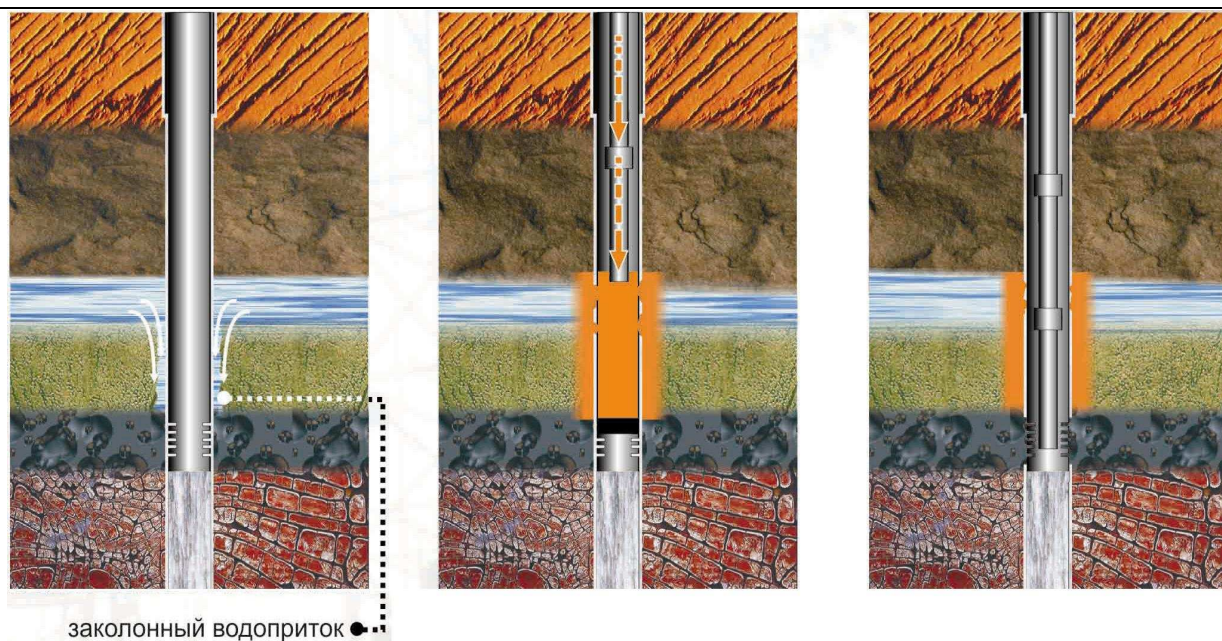


Рисунок 1 – Ремонтно-изоляционные работы по устранению заколонного водопритока с применением кремнийорганической жидкости «Силор»

К достоинствам применения продукта «Силор» в нефтедобывающей отрасли следует отнести:

- легкую фильтруемость тампонажного состава;
- длительный водоизолирующий эффект;
- регулируемость во времени сроков схватывания;
- высокую адгезионную способность;
- высокую стабильность при хранении;
- хорошую смешиваемость с отвердителем;
- возможность работы в зимнее время;
- экологическую безопасность и технологичность;
- диапазон применения от -80°C до 150°C .

КРАХМАЛЬНЫЙ РЕАГЕНТ «БУРС» – ЭФФЕКТИВНЫЙ ПОНИЗИТЕЛЬ ВОДООТДАЧИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Лышко О.Г. (Кубанский государственный технологический университет, ООО «Бурение-Сервис»)

Крахмал был одним из первых реагентов, примененных для обработки буровых растворов и, благодаря многим своим положительным качествам, всегда оставался востребованным при строительстве скважин. В последние годы спрос на него еще более вырос в связи с широким внедрением в практику бурения минерализованных малоглинистых буровых растворов, в том числе содержащих биополимеры. Увеличение потребности в крахмале вызвало интерес специалистов к разработке его модификаций, отвечающих современным требованиям:

- эффективно снижать водоотдачу буровых растворов и других технологических жидкостей;
- в растворе быть стойким к био-, термо-, механодеструкции, сохранять свои свойства во времени;
- придавать буровому раствору реологические свойства псевдопластика, способного образовывать тиксотропную структуру;
- не ухудшать проницаемость продуктивных пластов или не мешать её восстановлению;
- быть технологичным, а именно хорошо растворяться как в пресной, так и в минерализованной воде, не слеживаться, долго не терять свои свойства при хранении и др.

Первым этапом процесса производства модифицированных крахмальных реагентов для бурения должен являться обоснованный выбор сырья, из которого их будут производить – так называемых нативных крахмалов.

Крахмальные реагенты для бурения производят в основном из кукурузных и картофельных крахмалов. Предпочтение отдают кукурузным, как более дешевым. Но не только это определяет преимущество кукурузных крахмалов. Исследования и опыт применения показывают, что реагенты на основе кукурузных крахмалов в сравнении с аналогами на основе картофельных обладают лучшей способностью снижать водоотдачу и характеризуются большей стабильностью свойств.

Причиной этому является различие в содержании в нативных крахмалах амилопектина и амилозы, имеющих строение макромолекул соответственно разветвленное и линейное. Природное происхождение крахмального сырья в первую очередь и в не меньшей степени, чем способ и технологические особенности извлечения крахмала, определяет и массу его молекул. Молекулярный же вес крахмала в значительной степени влияет на скорость и степень его растворения, способность снижать водоотдачу, повышать вязкость растворов.

Таким образом, выбор сырья для производства крахмальных реагентов для бурения очень важен. Но, на наш взгляд, этому фактору до последнего времени не уделялось должного внимания.

Нужные свойства крахмалам, предназначенным для применения в бурении, придать при их модифицировании путём смешивания в состоянии водной суспензии с различными реагентами и термической клейстеризации при заданных режимах с последующими сушкой и помолом. Таким способом можно целенаправленно регулировать свойства модифицированных крахмалов в довольно широком диапазоне. На современных крахмальных заводах, оснащенных новым автоматически контролируемым оборудованием, управление и контроль качества продукции могут быть достаточно эффективными.

ООО «БурениеСервис» предлагает «Крахмальный реагент для бурения «БурС». С 2006 года производство реагента продолжено на новой, хорошо оснащенной технологиче-

ской линии по современной технологии. При выборе сырья, добавок и режимов модифицирования применены последние научные разработки в данной области. Выбору сырья уделяется особое внимание. На заводе строго соблюдается технологическая дисциплина. Все это обеспечивает высокое и стабильное качество продукции.

В табл. 1 приведены нормативные значения некоторых показателей свойств «Крахмального реагента «БурС» по ТУ 9187-002-26101282-2006 и для сравнения – значения тех же показателей свойств “обычного” модифицированного крахмала для бурения.

Табл. 1.

Показатель	Значение	
	“БурС”	“Обычный” модифицированный крахмал
Внешний вид	Однородный белый или желтоватый порошок	
Массовая доля влаги, % масс, не более	8	12
Степень помола - остаток на сите с диаметром отверстия 1,0 мм, % масс, не более	8	10
Фильтратоотдача бурового раствора, см ³ /30 мин, не более	4	8

Как видно из таблицы, “БурС” имеет существенные преимущества перед “обычным” модифицированным крахмалом.

Реагент прошел всесторонние испытания в качестве понизителя водоотдачи буровых растворов и жидкостей глушения на водной основе. Испытания проводились в ВНИИкрахмалопродуктов, Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть, БашНИПИнефть, ПермНИПИнефть, НПО Химбурнефть, Halliburton и др.

Приводим некоторые результаты испытаний.

В 20%-ю суспензию низкосортной глины, засоленной 20% поваренной соли вводили 2% модифицированных крахмалов (МК) различных производителей, как отечественных, так и зарубежных. По стандартной методике замеряли фильтратоотдачу глинистой суспензии, имитирующей минерализованный глинистый раствор. Результаты опытов, приведенные в табл. 2, свидетельствуют о высокой стабилизирующей способности крахмального реагента «БурС» в сравнении с известными и широко применяемыми аналогами.

Табл. 2.

Показатель	Образцы МК					
	«БурС», проба 1	«БурС», проба 2	Отеч. производитель 1	Отеч. производитель 2	Франция	США
Фильтратоотдача, см ³ /30мин	2,6	3,0	10,5	7,1	4,9	9,5
Содержание влаги, %	1,8	2,0	7,0	7,1	4,5	8,1

В исходный буровой раствор, содержащий глину и имеющий параметры: плотность 1,24г/см³, условная вязкость 30сек, фильтратоотдача 31см³/30мин, добавляли 2% «БурС». После ввода крахмала фильтрация снизилась до 8 см³/30мин. Ввод 0,5% CaCl₂ снизил значение показателя водоотдачи до 5 см³/30мин.

В табл. 3 приведена характеристика безглинистого бурового раствора, ингибированного добавкой калия хлористого, содержащего в качестве структурообразователя биополимер, а понизителя фильтрации – реагент «БурС». Как видим, в безглинистых буровых

растворах при достаточно малых добавках с помощью «БурС» удается получить низкую водоотдачу.

Табл. 3.

Составляющие		Параметры	
Биополимер, кг/м ³	5	Плотность, г/см ³	1,07
KCl, кг/м ³	40	Условная вязкость с/500мл	45
«БурС», кг/м ³	25	Фильтратоотдача, см ³ /30мин	3,0
Мел, кг/м ³	60	pH	9,0
NaOH, кг/м ³	2	Пластическая вязкость, мПа*с	14
Вода	Ост.	ДНС, дПа	38

Как известно, в качестве электролитов-ингибиторов и утяжелителей в буровых растворах и в жидкостях глушения применяют различные водорастворимые соли: NaCl, KCl, CaCl₂, MgCl₂. Поэтому представляет большой интерес оценка стабилизирующей способности «БурС» в рассолах, содержащих вышеназванные соли.

Проведенные с этой целью испытания (см. табл. 4) подтвердили, что крахмальный реагент «БурС» одинаково эффективно снижает водоотдачу рассолов, содержащих как одновалентные ионы, так и двухвалентные ионы металлов.

Помимо стабилизирующей способности «БурС» оценивали его влияние на реологические свойства буровых растворов и жидкостей глушения, его термо-, механо- и биостойкость. Реагент показал сравнительно хорошие результаты.

Табл. 4.

«БурС», %	KCl 5%	NaCl 23%	CaCl ₂ 2%, NaCl 10%	УВ, с	ρ, г/см ³	pH	Φ, см ³ /30мин	Реол. парметры		
								η _{пл} , мПас	τ ₀ , дПа	СНС, дПа
3	+			15	1,05	8,3	25	3	10	5/5
3		+		16	1,16	7,8	14	5,5	15	5/7
3			+	16	1,09	7,3	5,5	5	14	5/7
5	+			20	1,06	8,3	4	8	35	7/7
5		+		20	1,17	7,6	2	15	25	7/10
5			+	18	1,12	7,3	5	10	30	7/7
7	+			36	1,06	8,2	2,8	17	165	12/15
7		+		62	1,18	7,9	1,2	42	100	17/20
7			+	36	1,12	7,2	1,0	24	120	12/15

Поэтому всё большее число буровых предприятий, применяющих в своей работе крахмальные реагенты, отдают предпочтение именно «БурС»: «Красноярское Буровое Предприятие», «Красноярскгазпром», «Славнефть- Мегионнефтегаз», «НПО «Бурение», «Югра-БурСервис», «Удмуртнефть-Бурение» и др. «Крахмальный реагент для бурения «БурС» прошел испытания и сертифицирован в аккредитованной лаборатории ОАО «Газпром», признан соответствующим требованиям СТО «Газпром» РД2.1-150-2005, рекомендован к применению при строительстве скважин на месторождениях ОАО «Газпром» для стабилизации минерализованных буровых растворов (см. табл. 5.).

Табл. 5.

Наименование показателей	Ед. изм.	Характеристики и нормы	Метод анализа	По факту
Внешний вид	-	Однородный порошок	Визуально	Однородный порошок
Цвет	-	Белый, допускается желтоватый оттенок	По ГОСТ 7698	Белый с желтоватым оттенком
Массовая доля влаги, не более	%	14	По ГОСТ 7698	3-6
Стабилизирующая способность по водоотдаче бурового раствора, не более	см ³	8	По ТУ п. 3.4	2,8 - 4,2
Крупность помола (проход через сито с диаметром отверстия 1мм) остаток не более	%	10	По ТУ п. 3.3	3-5

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПО ОБОСНОВАНИЮ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ И ПРОГНОЗА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ СПС ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Мухамедшин Р.К. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)

Рассматривается задача о движении раствора оторочки гелеобразного сшитого полимера в пористой среде, которая моделируется системой жестких (неизменных во времени) трубок тока. Считается, что в каждой трубке тока реализуется поршневое вытеснение при отсутствии перетоков жидкости из одной трубки тока в другую. Эти предположения лежат в основе многих методик расчета фильтрации жидкости в пористых средах (Hearn [1], методики Саттарова [2], Борисова [3], ТатНИПИнефть [4] и др.).

В процессе закачки полимера и дальнейшего проталкивания его водой в модели учитываются следующие физико-химические и механические процессы:

- адсорбция полимера на поверхности пористой среды;
- деструкция сшитого полимера;
- механическая деструкция адсорбированного полимера;
- наличие остаточного сопротивления для фильтрации воды при наличии адсорбированного на поверхности пористой среды полимера.

При поршневом вытеснении в трубке тока могут присутствовать четыре зоны, разделяемые тремя подвижными границами: x_3 (закачанная вода – раствор полимера), x_n (раствор полимера – вода), x_e (вода – нефть). Фильтрацию полимера можно рассматривать как движение зоны $x_3(t) \leq x \leq x_n(t)$ с постоянными по длине зоны свойствами. Изменение концентрации полимера при движении в трубке тока можно записать в виде:

$$m' \frac{\partial(C+a)}{\partial t} + V(t) \frac{\partial C}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

где m' – эффективная пористость, a – адсорбированный полимер.

Решение уравнения (1) позволяет определить положение всех границ раздела на любой момент времени. Отметим, что оно справедливо и в частном случае отсутствия любой из четырех рассмотренных зон.

Если по i -ой трубке тока еще не произошел прорыв воды, то закон движения границы раздела вода-нефть (x_e) может быть определен как решение дифференциального уравнения:

$$m' \dot{x}_{ei} = V_i \quad (2)$$

Пусть $x_i = L_i z_i$. Тогда прорыву воды по i -ой трубке тока соответствует $z_{ei} = 1$. Получим

$$m' \dot{z}_{ei} = \frac{V_i}{L_i} = \frac{\bar{L} Q_{e0}}{S \bar{k}} \frac{k_i}{L_i^2 \Phi_i} \quad (3)$$

Анализ (3) показывает, что обводнение трубок тока будет происходить по мере уменьшения величины $\zeta_i = \frac{k_i}{L_i^2}$, равному отношению проницаемости трубки тока к

квадрату ее протяженности. Решение уравнения (3) позволяет получить выражения для расчета массовых дебитов нефти и воды, с помощью которых можно рассчитывать основные технологические показатели.

Таким образом, основные технологические показатели определяются двумя комплексами, характеризующими: безразмерную проницаемость отдельной трубки тока

$$\zeta_i = \frac{k_i}{L_i^2} \quad \text{и} \quad \omega_i = \frac{S_i L_i}{S \bar{L}}.$$

Динамика обводнения и накопленных отборов для различных систем трубок тока при прочих равных условиях полностью определяется распределением их относительных объемов по безразмерной проницаемости, т. е. зависимостью $\omega_i = \omega_i(\zeta_i)$.

Параметры распределения трубок рассчитываются путем решения обратной задачи с использованием фактических технологических показателей разработки и сравнения их с расчетными, полученными на основе решения (3). Функция $\omega(\zeta)$ характеризует распределение объемов трубок тока в зависимости от безразмерной проницаемости ζ . Параметры функции распределения $\omega(\zeta)$ могут быть определены из условия максимального приближения расчетных технологических параметров и фактических данных эксплуатации участка, что соответствует минимизации величины

$$F = \alpha_n \sum (U_{инф} - U_{инр})^2 + \alpha_b \sum (b_{иф} - b_{ип})^2 \quad (4)$$

где $U_{инф}$, $U_{инр}$, $b_{иф}$, $b_{ип}$ – фактические и расчетные показатели при фактическом отборе жидкости $U_{ожф}$, α_n , α_b – весовые коэффициенты.

Обратная задача по определению распределения системы трубок тока формулируется следующим образом. Пусть \vec{a} – вектор параметров из некоторой области D , определяющий функцию распределения $\omega(\vec{a}, \zeta)$. Например, при выборе функции распределения в виде обобщенной гамма-функции:

$$\omega(\zeta) = \omega_0 \zeta^{a_0} \exp(-\beta \zeta), \quad a_1 \leq \zeta \leq a_2,$$

вектор \vec{a} состоит из трех параметров a_0, a_1, a_2 . Величины ω_0 и β определяются из условий нормировки. Необходимо отыскать в области D такой вектор \vec{a}^* для которого функционал невязки (4) имеет минимальное значение. Процедура поиска вектора \vec{a}^* следующая. Выбирается некоторый набор параметров \vec{a} . Затем по решениям (3) рассчитываются технологические показатели. Далее считается невязка (4) и вектору \vec{a}^* присваивается значение набора параметров, для которых невязка была минимальна по всем рассчитанным вариантам.

Описанная математическая модель позволяет рассчитать прогноз технологических показателей при различных объемах закачки полимера. Последующая экономическая оценка по полученным результатам дает возможность выбрать наиболее выгодный с экономической точки зрения объем закачки.

Список литературы:

1. Hearn C.L. Simulation of stratified water flooding by pseudo relative curves. // JPT/ - 1971., vol. 27, № 6., p. 805 – 813.
2. Сагтаров М.М. и др. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975.
3. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1976.
4. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996.

КРИТЕРИИ ПОДБОРА МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Турукалов М.Б., Строганов В.М. (ООО «НПФ «Нитпо»)

Введение

При добыче нефти могут возникать различные проблемы, значительно повышающие эксплуатационные затраты. Одной из таких проблем является отложение асфальтенов, парафинов и смол. Образование асфальтено-смоло-парафиновых отложений может протекать в пласте, в насосно-компрессорных трубах, в промысловых системах сбора и подготовки нефти, в трубопроводах и в резервуарах [1]. Последствия образования АСПО крайне негативны с экономической и технологической точки зрения и выражаются в снижении межремонтного периода работы скважин, необходимости постоянного проведения мероприятий по предотвращению и удалению отложений и общем удорожании процессов добычи и транспортировки нефти.

Несмотря на довольно широкую распространенность проблемы АСПО, к настоящему времени не разработаны методы предотвращения и удаления отложений, одинаково эффективные и экономически оправданные во всех случаях. Таким образом, каждый случай образования АСПО зачастую требует отдельного исследования, направленного на разработку оптимальных комплексных технологий борьбы с отложениями. Тем не менее, детальный анализ проблемы АСПО позволяет выявить ряд ключевых аспектов, на основе которых может быть составлена классификация случаев образования отложений. Для каждой группы могут быть показаны характерные черты и даны рекомендации по подбору комплексных технологий предотвращения и удаления отложений, что является основной задачей данной работы.

Основные причины и механизмы образования АСПО

До вскрытия пласта нефть находится в состоянии метастабильной дисперсной системы, в которой размеры и свойства дисперсных частиц зависят от равновесия кинетической энергии молекул и потенциалов их парного взаимодействия [2]. Любые внешние воздействия на пластовую жидкость после начала добычи могут вызывать дестабилизацию системы и отложение асфальтенов, парафинов и смол.

Основными факторами, инициирующими процесс образования АСПО, являются снижение температуры и давления нефтяного потока и разгазирование нефти по мере движения от забоя скважины к устью; состав нефти и закачиваемые в процессе интенсификации добычи вещества. При температуре выше точки помутнения парафины полностью растворены в нефти, и при снижении температуры протекает классический фазовый переход парафинов из жидкого состояния в твердое. Для осуществления этого перехода помимо снижения температуры необходима свободная поверхность, на которой будет происходить зарождение и рост кристаллов парафина [3]. Такой поверхностью в скважине служат НКТ.

В отличие от парафинов, асфальтены существуют в нефти частично растворенными и частично в коллоидном состоянии. Состояние асфальтенов в нефти определяется их молекулярной массой и присутствием смол. Смолы, находясь адсорбированными на поверхности асфальтенов, играют роль стабилизаторов, препятствуя необратимой агрегации асфальтенов. Под действием внешних факторов часть смол десорбируется с поверхности асфальтеновых частиц, в результате чего развиваются процессы необратимой агрегации асфальтенов, приводящие к потере устойчивости частиц в среде и к их отложению на стенках нефтепромыслового оборудования. Исследованиями [4, 5, 6] установлено, что основными факторами, нарушающими стабильность асфальтенов, являются проведение кислотных обработок, закачек CO_2 , нагнетание в пласт сжиженных углеводородных газов и снижение давления нефтяного потока. В меньшей степени отложение асфальтенов прово-

цирует охлаждение нефти.

Исследования промысловой практики [3, 4] показывают, что основная роль в формировании АСПО, приводящих к значительным технологическим и экономическим проблемам, принадлежит асфальтенам. Сама по себе кристаллизация парафинов на поверхности НКТ не является достаточным условием для формирования устойчивых отложений. Асфальтены в процессе образования АСПО играют две важные роли. Во-первых, асфальтены, являясь высокополярными соединениями, играют роль «клея» в повышении прочности отложений. Во-вторых, со временем асфальтеновая масса полимеризуется и уплотняется, в результате чего дополнительно повышается прочность отложений и ухудшается их растворимость в органических растворителях.

Классификация случаев образования АСПО и критерии подбора методов борьбы с отложениями

Разработка приведенной здесь классификации была начата в ходе подбора комплексных технологий предотвращения и удаления АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева. С результатами выполненных работ можно ознакомиться в серии отчетов [7] и в статье [8]. В ходе выполнения работ нами была проанализирована проблема образования АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева. Проводилось исследование проб нефти и АСПО и определялись их физико-химические характеристики. Были проанализированы параметры работы скважин и геолого-физические условия месторождения. Дополнительно проводилось моделирование процесса и расчеты параметров отложения. Был проанализирован отечественный и зарубежный опыт предотвращения и удаления отложений.

Выработка рекомендаций осуществлялась с учетом выполненных работ, при этом фонд скважин сознательно был разделен на группы, характеризующиеся близкими параметрами работы, что позволило рекомендовать общие схемы предотвращения и удаления отложений.

Логическим продолжением работ стало создание технологической (с позиций применения мер предотвращения и удаления отложений) классификации случаев образования АСПО. Классификационные признаки объединяют физико-химические параметры АСПО и технологические параметры работы скважин.

Предлагаемая классификация (рисунок 1) построена по фрактальному тринитарному принципу. Классификация содержит три уровня, каждый из которых дает разветвление на три подуровня, таким образом, общее число классификационных групп достигает 27. Такой принцип построения позволяет классифицировать изучаемую общность объектов (условно на рисунке – область, ограниченная окружностью) на наименьшее число групп. Каждый элемент обозначается двумя цифрами через дефис, первая – номер уровня, вторая – номер подуровня.

Первый уровень классификации отвечает типу отложений:

- 1 – парафиновый;
- 2 – смешанный;
- 3 – асфальтеновый.

Для определения типа отложений необходимо провести химический анализ образца АСПО на содержание парафинов, асфальтенов и смол.

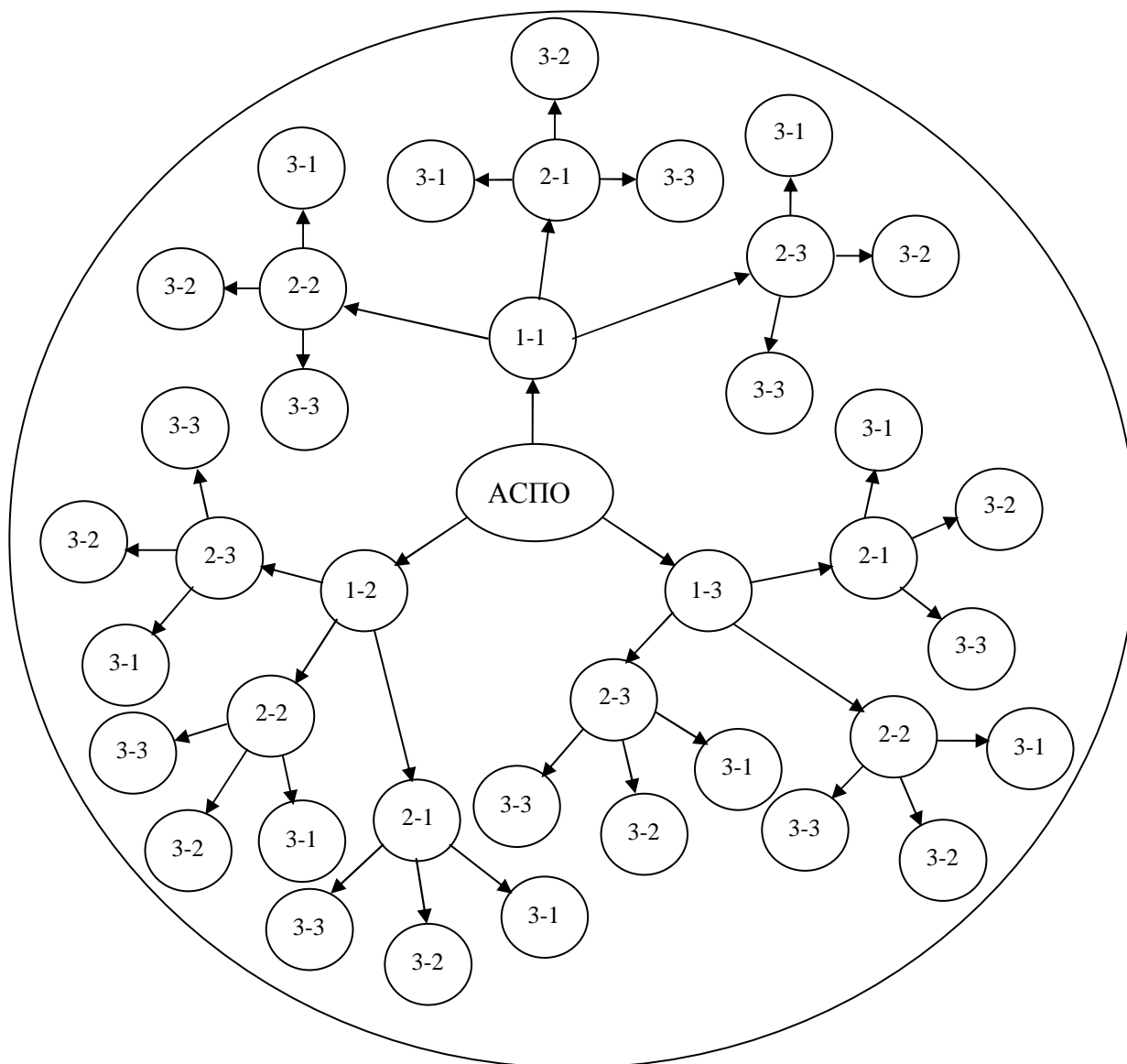
Второй уровень классификации – межочистной период (МОП) – является мерой интенсивности процесса образования АСПО:

- 1 – часы;
- 2 – дни;
- 3 – недели.

Третий уровень отражает дебит скважины:

- 1 – до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- 2 – $50\text{-}200 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- 3 – свыше $200 \text{ м}^3/\text{сут}$;

Таким образом, группа случаев образования АСПО 1-1→2-1→3-1 объединяет отложения парафинового типа в скважинах с межочистным периодом работы несколько часов и дебитом до 50 м³/сут; 1-3→2-2→3-3 – отложения асфальтенового типа в скважинах с межочистным периодом работы несколько дней и дебитом свыше 200 м³/сут.



Обозначения: первая цифра – номер уровня; вторая цифра – номер подуровня
Рисунок 1 – Классификация случаев образования АСПО

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются не только классификационными признаками случаев образования АСПО, но также важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с отложениями. Критерии подбора методов борьбы с отложениями (тип отложений, МОП, дебит скважины) расположены в порядке уменьшения значимости.

Тип отложений (первый и наиболее значимый критерий) определяет общее направление в подборе технологий по предотвращению и удалению АСПО, то есть возможность или невозможность применения тех или иных методов в рассматриваемом случае. Межочистной период работы скважины (второй критерий) в основном вводит ограничения на применение дорогостоящих методов удаления отложений. Применимость ряда технологий предотвращения АСПО ограничена дебитом скважин, который принят нами в качестве третьего критерия подбора методов борьбы с отложениями.

Рекомендуемые технологические схемы предотвращения и удаления АСПО

Возможные способы предотвращения и удаления АСПО различных типов приведены на рисунке 2. В борьбе с отложениями *парафинового типа* накоплен большой опыт и достигаются лучшие результаты в сравнении с отложениями асфальтенового основания. Это объясняется лучшей изученностью закономерностей образования парафиновых отложений, доступностью большего количества методов предотвращения и удаления и невысокой прочностью самих отложений.

Как видно на рисунке 1, существует 9 вариантов образования АСПО парафинового типа. Столько же – по 9 вариантов образования отложений смешенного и асфальтенового основания. Основная причина образования парафиновых отложений заключается в охлаждении нефтяного потока и последующей кристаллизации молекул парафина на поверхности НКТ.

В настоящее время применяются следующие способы предотвращения отложений парафинового типа:

1. Оснащение скважин теплоизолированными НКТ способно полностью предотвращать отложения парафина благодаря поддержанию температуры нефтяного потока выше точки помутнения. Критериями применимости данной технологии являются высокий дебит, высокая пластовая температура и незначительное разгазирование нефти (рекомендуется для вариантов 1-1→2-1→3-3, 1-1→2-2→3-3, 1-1→2-3→3-3). Ограничивают широкое применение данной технологии высокая стоимость труб и повышенная масса;
2. Применение НКТ с защитными покрытиями является наиболее универсальным методом предотвращения отложений, эффективным в широком диапазоне составов АСПО. Критериями их применимости является дебит, достаточный для срыва периодически накапливающихся отложений и ориентированность технологии в основном на фонтанные скважины (рекомендуется для вариантов 1-1→2-1→3-2, 1-1→2-1→3-3, 1-1→2-2→3-2, 1-1→2-2→3-3, 1-1→2-3→3-2, 1-1→2-3→3-3) [9];
3. Использование магнитных активаторов ограничивается дебитом скважин (технология ориентирована на низко- и среднедебитные скважины) и конструктивными особенностями серийной продукции (рекомендуется для вариантов 1-1→2-1→3-1, 1-1→2-1→3-2, 1-1→2-2→3-1, 1-1→2-2→3-2, 1-1→2-3→3-1, 1-1→2-3→3-2);
4. Дозирование ингибиторов АСПО – простой и эффективный метод предотвращения отложений, тем не менее, требующий тщательного подбора реагента в каждом случае. Применимость ингибиторов ограничена дебитом скважин (расходом реагента и производительностью дозатора). Технологию рекомендуется применять для вариантов 1-1→2-1→3-1, 1-1→2-2→3-1, 1-1→2-3→3-1;
5. Применение электрических и индукционных нагревателей ограничено обустроенностью инфраструктуры промысла, дебитом скважин (высокие дебиты приводят к более высоким энергозатратам на нагрев нефтяного потока), и невысокой надежностью ряда серийных конструкций, что делает их эксплуатацию опасной для персонала [9]. Технологию рекомендуется применять для вариантов 1-1→2-1→3-1, 1-1→2-2→3-1, 1-1→2-3→3-1.

Диапазон применяемых методов удаления парафиновых отложений существенно уже:

1. Скребокание – один из самых распространенных способов удаления АСПО, в то же время его применение ограничено способом эксплуатации скважин [9] (фонтанный или ШГН) и МОП (целесообразно скребокание скважины с небольшим МОП). Способ рекомендуется применять для вариантов 1-1→2-1→3-1, 1-1→2-1→3-2, 1-1→2-1→3-3, 1-1→2-2→3-1, 1-1→2-2→3-2, 1-1→2-2→3-3;
2. Горячие и холодные промывки скважин различными реагентами (растворите-

лями, углеводородными фракциями, водными растворами ПАВ) позволяют качественно очищать поверхность НКТ. Однако данная технология ориентирована в первую очередь на скважины с большим МОП. Рекомендуется применять для вариантов 1-1→2-3→3-1, 1-1→2-3→3-2, 1-1→2-3→3-3.

Образование отложений *смешенного типа* требует несколько иных подходов по предотвращению и удалению из-за увеличения доли асфальтенов в их составе. Основные причины образования отложений данного типа – охлаждение нефтяного потока при движении к поверхности в результате теплоотдачи и разгазирования нефти и дестабилизация асфальтенов, как правило, в результате применения различных методов интенсификации притока, снижения давления и разгазирования.

В данном случае не рекомендуется использовать теплоизолированные НКТ, так как их спуск в скважины не предотвращает отложение асфальтенов. По той же причине нецелесообразно применение электрических и индукционных нагревателей. Химическое ингибирование может потребовать дозирования нескольких ингибиторов (ингибитора парафиноотложения и ингибитора асфальтеноотложения), что усложнит технологию. В остальных методах предотвращения и удаления смешанных отложений аналогичны описанным для парафиновых.

Применяемые способы предотвращения отложений смешенного типа:

1. Использование НКТ с защитными покрытиями для вариантов 1-2→2-1→3-2, 1-2→2-1→3-3, 1-2→2-2→3-2, 1-2→2-2→3-3, 1-2→2-3→3-2, 1-2→2-3→3-3;
2. Использование магнитных активаторов для вариантов 1-2→2-1→3-1, 1-2→2-1→3-2, 1-2→2-2→3-1, 1-2→2-2→3-2, 1-2→2-3→3-1, 1-2→2-3→3-2;
3. Дозирование ингибиторов АСПО для вариантов 1-2→2-1→3-1, 1-2→2-2→3-1, 1-2→2-3→3-1.

Методы удаления смешанных отложений:

1. Скребокание целесообразно применять для вариантов 1-2→2-1→3-1, 1-2→2-1→3-2, 1-2→2-1→3-3, 1-2→2-2→3-1, 1-2→2-2→3-2, 1-2→2-2→3-3;
2. Горячие и холодные промывки скважин различными реагентами для вариантов 1-2→2-3→3-1, 1-2→2-3→3-2, 1-2→2-3→3-3.

Отложения *асфальтенового типа* в мировой практике добычи нефти [1] признаются наиболее сложным случаем образования АСПО, причинами этому являются слабая теоретическая разработанность проблемы, значительное число факторов, влияющих на отложение асфальтенов и меньшее количество доступных методов предотвращения и удаления.

Основной причиной отложения асфальтенов большинством исследователей признается дестабилизация, обусловленная десорбцией смол с поверхности асфальтеновых молекул. Дестабилизированные асфальтены далее подвергаются необратимому процессу флокуляции и отложения в порах породы пласта и на поверхности НКТ. Дестабилизация асфальтенов происходит по следующим причинам: применение различных МУН с целью извлечения нефти, в том числе СКО, закачек в пласт CO_2 или сжиженной пропанобутановой смеси, термических методов добычи нефти, а также снижение давления и разгазирование нефти.

В случае образования асфальтеновых отложений принципиально неприменимы любые способы предотвращения, основанные на поддержании высоких температур нефтяного потока (теплоизоляция и нагрев НКТ). Установка магнитных активаторов снижает интенсивность образования отложений, однако в данном случае их эффективность обусловлена наличием электрического заряда у молекул асфальтенов. Широко используемое скребокание может оказаться неприменимым для удаления асфальтеновых отложений по причине их высокой плотности, прочности и вязкой консистенции.

В качестве способов предотвращения асфальтеновых отложений применяют:

1. НКТ с защитными покрытиями для вариантов 1-3→2-1→3-2, 1-3→2-1→3-3, 1-3→2-2→3-2, 1-3→2-2→3-3, 1-3→2-3→3-2, 1-3→2-3→3-3;

2. Магнитные активаторы для вариантов 1-3→2-1→3-1, 1-3→2-1→3-2, 1-3→2-2→3-1, 1-3→2-2→3-2, 1-3→2-3→3-1, 1-3→2-3→3-2;
3. Ингибиторы отложения асфальтенов для вариантов 1-3→2-1→3-1, 1-3→2-2→3-1, 1-3→2-3→3-1;

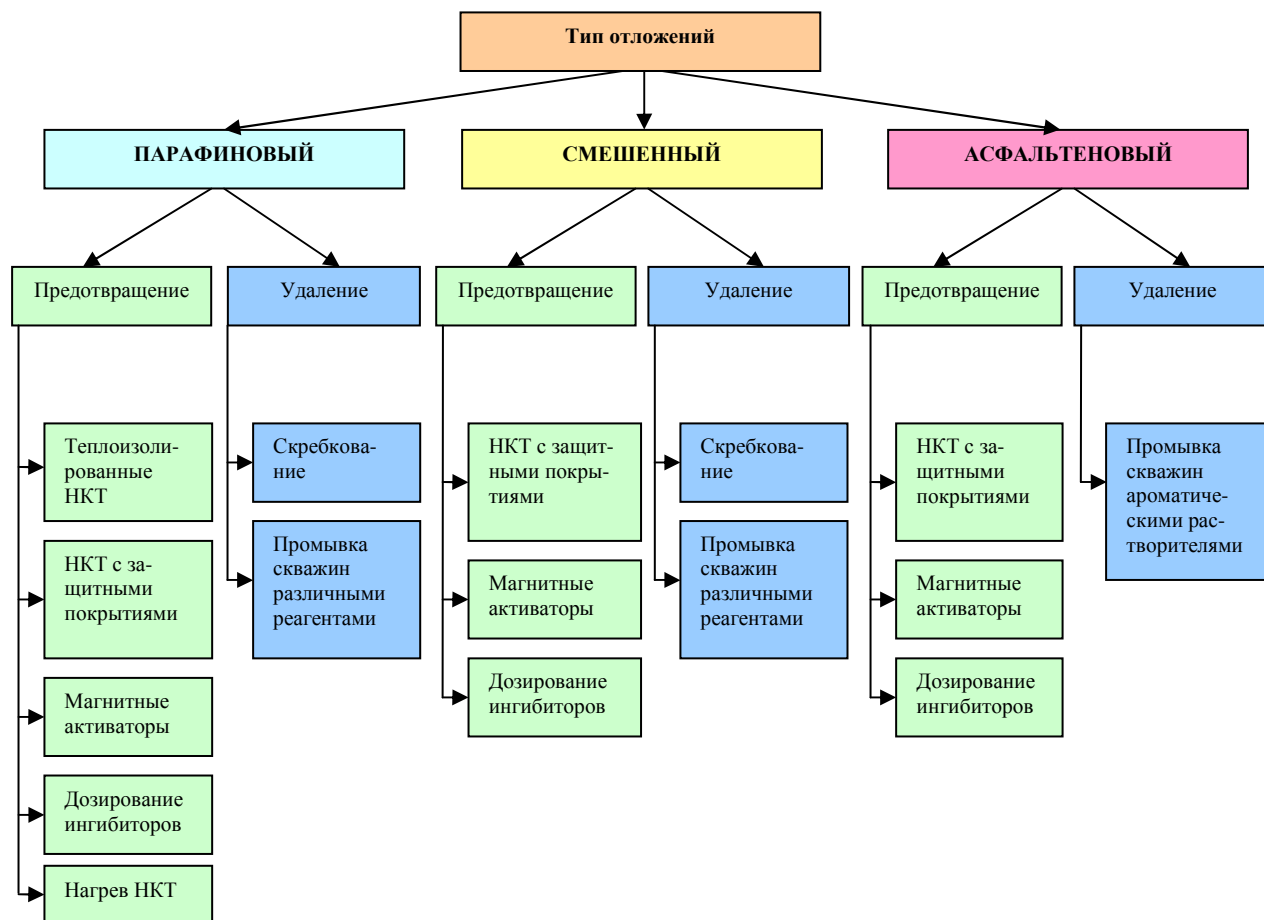


Рисунок 2 – Возможные способы предотвращения и удаления АСПО различных типов

В случае склонности добываемой нефти к отложению асфальтенов необходимо соблюдать осторожность при планировании и проведении МУН и тестировать на совместимость с добываемой нефтью используемые в процессе стимуляции скважин жидкости.

Единственным методом удаления асфальтеновых отложений, позволяющим полностью очистить НКТ, является промывка скважин ароматическими растворителями [1], однако стоимость таких растворителей высока. При этом подача горячих растворителей повышает эффективность очистки не за счет расплавления отложений, а по причине ускорения реакций сольватации растворителем асфальтеновых молекул с ростом температуры.

Выводы:

1. На основе комплекса проведенных исследований выявлены ключевые критерии и составлена классификация случаев образования АСПО.
2. Полученные результаты исследований, а также анализ опыта предотвращения и удаления АСПО позволили определить наиболее перспективные методы борьбы с отложениями для каждого из случаев.
3. Предложена простая схема, позволяющая в течение короткого времени определить потенциально эффективные методы предотвращения и удаления АСПО на рассматриваемом месторождении.

Список использованных источников:

- 1) Mansoori G.A. "Asphaltene Deposition and its Control" an Internet publication <http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Deposition.and.Its.Control.html>
- 2) Чеников И.В. Химия и физика нефти (Равновесные структуры в нефти и нефтепродуктах): Учебное пособие/Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2004. – 86 с.
- 3) Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
- 4) Pacheco-Sanchez J.H. and Mansoori G.A. "In Situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents" Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, SPE Paper № 38966, 13p, 1997.
- 5) Oil & Gas Production – Paraffin & Asphaltene Controllers <http://www.bakerhughes.com/bakerpetrolite/oilgas/paraffin.htm>
- 6) Speight, J.G. (1994) In: Asphaltene constituents and Asphalts. I. Developments in Petroleum Science, Chapter 2, 40a, T.F. Yen and G.V. Chilingarian (eds), Elsevier, Amsterdam, The Netherlands.
- 7) Строганов В.М., Сахань А.В., Турукалов М.Б., Строганов А.М., Алишанян В.Р. Информационный отчет по договору № 673/2-03 Выбор методов (технологий) для реализации комплексной программы работ по предотвращению и удалению АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть» по выполненным этапам 1-5.
- 8) Былков В.В. Эксплуатация скважин в условиях интенсивного образования АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть». Нефтегазовая Вертикаль № 3 / 2006 год
- 9) Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

КОМПЛЕКСНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ГАШ И УГСВ-3 ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН И УВЕЛИЧЕНИИ ФЛЮИДОУДАЧИ КОЛЛЕКТОРОВ

Янычек Б.И. (ООО ПКФ «Недра-С»)

I. Геоакустический каротаж (ГАШ)

1. При строительстве скважин, интервалы перфорации по возможно продуктивным коллекторам выбираются по стандартным геофизическим исследованиям, которые проводятся в открытых стволах скважин.

Для определения характера насыщенности коллекторов в обсаженных скважинах в настоящее время применяются радиоактивные методы и т. д., но результаты полученных данных трудно однозначно интерпретировать. Определение приемистости и фильтрационные возможности коллекторов до вскрытия их перфорацией практически невозможно.

С момента проведения данных методов и выполнением перфорационных работ проходит значительное время. За это время в пластах коллекторах происходят изменения, связанные с активностью геосреды (увеличением микроколебаний и механических микроподвижек и т.д.). Эти процессы ведут к перестройке систем трещин, пор, контактов пород, физико-механических свойств пластов-коллекторов, распространению зон кольматации фильтрата бурового раствора и т.д., что в свою очередь приводит к изменению и перераспределению флюидов в перспективных пластах.

Исходя из вышесказанного, актуально стоит задача по более качественному определению состояния геосреды, в выбранных ранее по стандартному комплексу ГИС интервалов перфорации, и на основе этих данных производить оптимально-реальный выбор интервалов перфорации.

2. В скважинах на многих месторождениях, по результатам их разработки и проведенным в эксплуатационных скважинах, стандартных геофизических работам по определению профиля притока, выявляются обводненные скважины. Очень часто обводнение скважин происходит по пропласткам продуктивных отложений, которые имеют хорошие латеральные коллектора или трещины – гидроразрывы (очень часто в средних частях интервала перфорации) образовавшиеся при бурении или капитальном ремонте скважин, и которые связаны с глубинными разломами, и поэтому при эксплуатации скважины работают с большим дебитом воды. Очень часто генезис поступления воды с углеводородным флюидом связан не только с подошвенными водами, но из-за не герметичности м/к пространства с проникновением вод из верхних горизонтов. Определение поступления вод из верхних горизонтов стандартными ГИС затруднительно, а иногда и невозможно. Такие скважины становятся не рентабельные по добыче флюида, так как требуют больших затрат по капитальному ремонту скважин и даже из-за этого возможна их ликвидация.

В скважинах находящихся в капремонте и эксплуатации со спущенным подземным оборудованием (пакерами) определение характера геосреды, обычными геофизическими методами, ОПЗ затруднительно. Применяемый в настоящее время комплекс геофизических методов как обязательный, так и дополнительные исследования не отвечают на вопросы производителей о реальном состоянии геосреды в ОПЗ. Полный комплекс геофизических исследований практически не применяется, для решения поставленных задач специалистами по ремонту и разработке месторождений, из-за отсутствия наличия либо автономных скважинных приборов, либо соответствующих антикоррозийных приборов и оборудования для проведения ГИС на кабеле. Замеры на кабеле так же требуют наличия больших оборотных средств, для проведения ГИС в производственном безопасном режиме.

Исходя из вышесказанного, при эксплуатации и ремонте скважин еще более актуально стоит задача по более качественному определению состояния геосреды в ОПЗ.

3. Для решения вышперечисленных проблем, ООО ПКФ «Недра-С», использует

геоакустический каротаж (ГАШ). Фирма имеет (антикоррозийный, стойкий к H_2S) прибор ВИ4006, который спускается в скважину на одножильном каротажном кабеле и прибор ВИ4006А который спускается на проволоке через лубрикатор при больших устьевых давлениях.

Приборы предназначены для измерения, индикации аномальных значений (по отношению к фону) трех составляющих вектора ускорения под действием динамических процессов, происходящих в скважине (например, таких как движение воды, нефти, газа) и позволяет на качественном уровне определять коллектора с разными фильтрационными свойствами.

Из всех дополнительных геофизических методов, метод геоакустического каротажа на настоящее время является наиболее информативным и позволяет решать многие геологические и технические вопросы при строительстве скважин и разработке месторождений.

Этот метод является единственным методом, позволяющий определять через НКТ и ОК источники межколонных давлений, направление их движения, определять не герметичность ОК через НКТ и позволяет получать реальное состояние геосреды в ОПЗ (Рис №1).

Проведенные работы методом ГАШ на скважинах в южных регионах России везде позволили получить очень значительную дополнительную геологическую и техническую информацию по скважинам и позволили решить производственные проблемы.

II. УГСВ-3. Для увеличения продуктивности нефтяных, газовых и водяных скважин за счет увеличения проницаемости пластов, ООО ПКФ «Недра-С», использует устьевой генератор силовых волн (УГСВ-3).

Метод используется после проведения геоакустического каротажа и выяснения состояния геосреды в ОПЗ. По заключению ГАШ наши специалисты совместно с специалистами Заказчика выбирают нами разработанные технологии и их очередность применения по ремонту скважины или технологии интенсификации притока флюидов из перспективных коллекторов.

Метод основан на акустическом воздействии и импульсных перепадах давления на флюидосодержащие пласты. Генератор силовых волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу (НКТ, которые позволяют создавать неразрывный поток жидкости при любых низких уровнях в скважине) заполненным технологическим раствором посылает волну сжатия, заданной направленности. Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода с окружающим массивом способствует высокому коэффициенту полезного действия воздействия на массив. Под воздействием высокого импульсного давления, технологический раствор проникает в естественные трещины, расширяет их, создает новые в соответствии с природой усталостного трещинообразования. Гидроудары, согласованные по частоте повторения со скоростью ударной волны и глубиной скважины, способны раскачать столб жидкости до получения периодических перепадов давления на забое в десятки МПа. Потери на затухание для инфракрасных волн составляют 10-12% на километр длины скважины. К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующее:

- простота оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины;
- противofонтанная безопасность (оборудование можно монтировать на ПВО, или на перфорационную задвижку);
- увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов;
- возможность ввода скважины в эксплуатацию сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель;
- равномерная обработка волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т.д., их проникновение во все участки интервала перфорации (в отличии от гидроразрыва);

- очистка внутренней поверхности НКТ волнами Релея во время обработки в результате этого хорошее прохождение приборов ГИС при контроле за разработкой месторождений;
- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений.

Традиционные методы увеличения дебита скважин хорошо известны: гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин, однако вышеперечисленные методы имеют или высокую стоимость и сложную технологию, или предъявляют высокие требования к объекту воздействия.

Сравнение эффективности горизонтальных скважин с волновым разуплотнением пласта в различных районах России показало, что стоимость горизонтальных скважин значительно выше стоимости волнового воздействия, а добыча с помощью горизонтальных скважин увеличивалась в 2 раза, в то время, как после волнового воздействия в 3,5-4 раза (при условии грамотного геологического подбора скважин в которых возможно получение с помощью УГСВ-3, увеличение флюидоотдачи из продуктивных коллекторов).

Дополнительное понимание метода. Этот метод увеличивает проницаемость в обработанном интервале коллектора, что в свою очередь приводит к увеличению дебитов флюидов при эксплуатации. Из-за геологических особенностей строения каждого месторождения, процента выработанности залежи, глубины ГНВК, состояния пластового давления, использования добывающего оборудования и нарушения максимально эффективной нормой отбора флюида нельзя ожидать во всех скважинах именно увеличение дебитов углеводородов. Поэтому для более точного определения возможности проведения работ на скважинах необходимо совместное с Заказчиком рассмотрения геологической информации по скважинам.

2.1. При строительстве и капитальном ремонте скважин реализуются с помощью УГСВ-3 следующие технологии:

1. Очистка внутренних поверхностей бурильных и НКТ труб (единственный быстрый и эффективный способ очистки в НКТ со спущенным подземным оборудованием – пакером);
2. Повышение качества цементирования обсадных труб;
3. Ликвидация твердого осадка «пробки» в НКТ со спущенным подземным оборудованием;
4. Ликвидация водопритокков в добывающих скважинах;
5. Ликвидация заколонных перетоков и герметизация нарушений в обсадных колоннах, без установки цементных мостов.

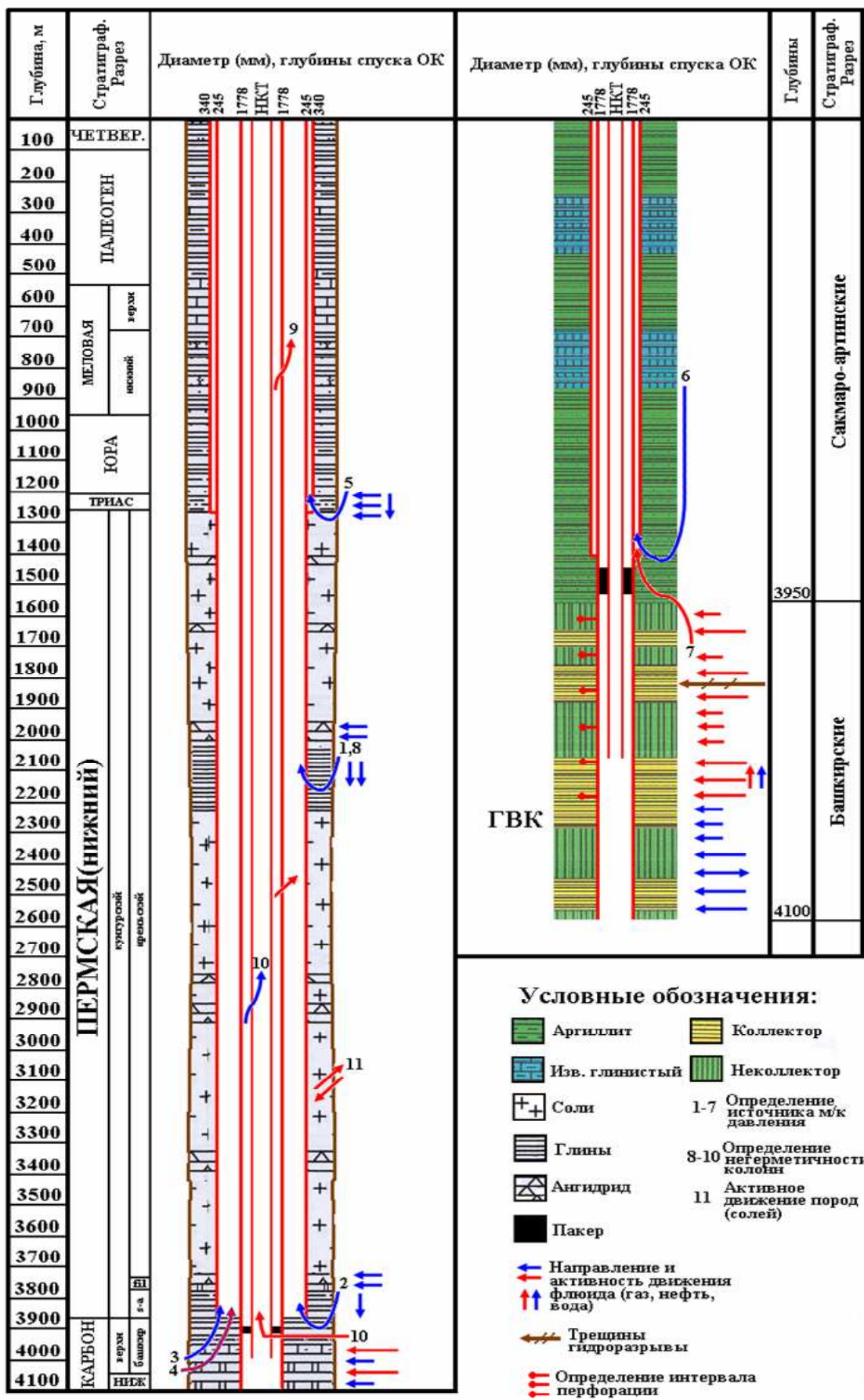


Рисунок 1 – Возможности метода геоакустического каротажа (ГАШ)

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕР-ГЕЛЕВОЙ СИСТЕМЫ РИТИН-10 НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ» В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В 2005 ГОДУ

Халимов М.А., Легаев Я.В. (ОАО «Когалымнефтепрогресс»)

Заводнение до сих пор остается наиболее распространенным методом длительного и масштабного воздействия на нефтяной пласт в процессе разработки нефтяного месторождения. Между тем известно, что при разработке месторождений освоенными методами, даже с нагнетанием воды в продуктивные пласты, около половины геологических запасов остаются неизвлеченными. В настоящее время особенно актуальна проблема повышения нефтеотдачи пластов неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов. В связи с этим необходимы методы повышения нефтеотдачи пластов, позволяющие регулировать структуру фильтрационных потоков и увеличивать охват пластов заводнением.

Российской инновационной топливно-энергетической компанией (РИТЭК) разработана и в настоящее время активно внедряется технология повышения нефтеотдачи пластов с применением полимерной композиции РИТИН-10. Технология основана на том, что после закачки в нагнетательную скважину водного раствора РИТИН в обводненной промытой части пласта образуется полимер-гелевая система, которая резко увеличивает фильтрационное сопротивление. После проведения обработки и ввода нагнетательной скважины в эксплуатацию потоки вытесняющего агента перераспределяются в нефтенасыщенные зоны, недостаточно охваченные процессом заводнения. В результате уменьшается обводненность и увеличивается доля нефти в добываемой жидкости.

Большинство длительно разрабатываемых нефтяных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и увеличением добычи воды. Залежи таких месторождений содержат еще большое количество остаточной нефти. Так как бурение на них в основном закончено, а система заводнения сформирована, единственным путем увеличения полноты выработки запасов является вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти с помощью технологий физико-химического и гидродинамического воздействия на нефтяные пласты.

Для увеличения степени охвата пластов процессом заводнения и вовлечения в разработку не работающих нефтяных зон было принято решение на ряде месторождений провести закачку потокоотклоняющей технологии с применением полимер-гелевого реагента РИТИН-10.

Результаты промышленных работ по применению ПГС «РИТИН-10» на месторождениях Западной Сибири

В 2005 году были произведены обработки нагнетательных скважин на Тевлинско-Русскинском и Южно-Ягунском месторождениях в объеме 60 скв/операций.

На Тевлинско-Русскинском месторождении в период апрель-май месяцы произведены 15 обработок на 4-х участках со средней эффективностью 2.5 т.тн/обр. и средней продолжительностью технологического эффекта 8 мес. По всем обработанным участкам эффект отмечался стабилизацией обводненности продукции, а на некоторых отреагировавших скважинах отмечалось снижение обводненности.

Далее согласно программе в период июнь-октябрь было проведено 35 скв/обработок на Южно-Ягунском месторождении.

С целью увеличения охвата воздействием технологией «РИТИН» по северной части объекта 2-3 БС10 Тевлинско-Русскинского месторождения и стабилизации (снижения) темпов обводнения в центральной части участка в ноябре месяце возобновлены работы и дополнительно обработаны два новых участка в объеме 10 скважино/обработок. По дополнительно обработанным участкам наметилась положительная тенденция – по отреагировавшим скважинам отмечается снижение обводненности добываемой продукции и рост доли нефти (доп. добыча от внедрения).

По итогам 2005 года на Тевлинско-Русскинском месторождении обработано шесть участков, количество обработок нагнетательных скважин – 25, средний расход хим. продукта «РИТИН-10» – 2,36 т/1обр, дополнительно добытая нефть за счет снижения доли попутно добываемой воды (за счет снижения потерь из-за обводнения продукции) определенных расчетным путем составила 42968 т, при этом текущий технологический эффект составил 1,72 т.т/1обр. Прогнозная дополнительная добыча от обработанных в ноябре скважин составит 22000 тонн нефти, с учетом переходящего эффекта на 2006 год доп. добыча составит ориентировочно 65000 тонн дополнительной нефти, а прогнозная технологическая эффективность обработок составит 2,6 т.т/1обр.

На Южно-Ягунском месторождении в период июнь-октябрь на выбранных 18 участках были проведено 35 скв/обработок (25 скв/обр – на объекте 2БС10 и 10 – на 2БС11). Средний расход хим. продукта «РИТИН-10» – 2,14 т/1обр. По итогам 2005 года дополнительно добытая нефть за счет снижения потерь из-за обводнения продукции, составила 47609 т, при этом текущий технологический эффект составил 1,36 т.т/1обр. В основном по всем обработанным участкам технологический эффект продолжается. Исходя из опыта по данному месторождению он должен составить 8-9 месяцев. Прогнозная дополнительная добыча с учетом переходящего эффекта на 2006 год доп. добыча составит ориентировочно 57200 т, а прогнозная технологическая эффективность обработок составит 1,63 т.т/1обр.

В целом по ТПП "Когалымнефтегаз" текущие результаты по внедрению технологии ПГС «РИТИН-10» в 2005 году следующие:

- количество проведенных обработок – 60 скв/операции;
- количество участков воздействия – 22;
- расход хим. продукта «РИТИН-10» в среднем составил 2,23 т/1обр.;
- текущая дополнительная добыча от воздействия (сокращение потерь в добыче нефти за счет снижения обводнения продукции скважин) – 90 577 т.;
- текущий технологический эффект от внедрения составляет 1,5 т.т/обр;
- ожидаемая доп. добыча от внедрения с учетом переходящего эффекта в 2006 году составит – 122 200 т.;
- прогнозный технологический эффект от технологии составит 2,0 т.т/обр.

Следует отметить, что в 2006 году при внедрении технологии ПГС «РИТИН» повторение обработанных ранее участков и выбор новых участков с заведомо худшими условиями внедрения (менее расчлененные участки, меньшие остаточные запасы и др) повлекут увеличение объемов закачки и изменение концентрации реагента в композиции и, как следствие, увеличение затрат на внедрение. С целью снижения затрат на внедрение технологии в 2006 году программой внедрения хим. методов ПНП предусматривается использование технологии с наполнителями (химически осажденный мел) на участках Тевлинско-Русскинского месторождения с аномально высокими приемистостями (более 1000 м3/сут).

Проектом внедрения химических технологий ПНП в 2006 предусматривается внедрение 57 обработок по технологии ПГС «РИТИН-10». В случае увеличения количества обработок до 250 скв/обработок (с выходом на новые участки с ухудшенными условиями внедрения и участки по которым ранее проводились внедрения различных технологий в течении 4-5 лет подряд с учетом требования ротации технологий) повлечет снижение ожидаемой технологической эффективности.

ОАО «Когалымнефтепрогресс» в рамках договора оказания услуг по закачке ПГС «РИТИН-10» в феврале месяце выпустила дополнительное хим. звено. Оба звена химической обработки ведут работы на Тевлинско-Русскинском месторождении.

Полученные результаты показывают эффективность применения технологии РИТИН в сложных геолого-геофизических условиях рассмотренных месторождений. Полученные результаты позволяют рекомендовать технологию к дальнейшему внедрению.

ПОЛУЧЕНИЕ АКРИЛОВЫХ ПОЛИМЕРОВ С ЗАДАННЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лобанов Ф. И., Минибаев В. В. (ООО «Дегусса Евразия»)

Практика разработки нефтяных месторождений России свидетельствует об ухудшении структуры запасов нефти. При этом основным источником углеводородного сырья остаются длительно разрабатываемые объекты, зачастую вступившие в позднюю стадию разработки. Снизить темпы падения нефтедобычи возможно только за счет широкомасштабного внедрения технологий, повышающих эффективность обычного заводнения, среди которых значительное место занимают физико-химические методы воздействия на пласты.

Все существующие методы увеличения нефтеотдачи (МУН) можно условно разделить на две группы [1] – в первую следует отнести методы, основанные на изменении коллекторских свойств пласта, во вторую – методы, базирующиеся на изменении свойств нефти. В первой группе – все виды так называемых «потокотклоняющих» технологий, например сшитые полимерные составы (СПС), полимер-дисперсные системы (ПДС), неорганические гели, а также кислотные обработки карбонатных коллекторов и методы регулирования набухаемости глинистого цемента, направленные на увеличение проницаемости. Во вторую группу входят газовые и тепловые методы, позволяющие за счет растворения нефти и увеличения температуры снизить вязкость нефти и межфазное натяжение на границе вода-нефть. Среди химических методов во вторую группу входят, прежде всего, различные способы, основанные на закачке ПАВ и их композиций.

Воздействие потокотклоняющих технологий основано на перераспределении фильтрационных потоков в пласте и включении в разработку застойных нефтенасыщенных зон (в первую очередь низкопроницаемых). Вовлечь в разработку низкопроницаемые зоны можно, каким-либо образом изолируя промытые участки и направляя воду в недренуемые нефтенасыщенные участки. Снизить поступление жидкости в промытую зону можно, увеличив вязкость жидкости, заполняющей поры, или снизив проницаемость пористой среды путем изменения структуры порового пространства.

Одними из наиболее распространенных в России МУН являются системы с использованием полиакриламида (ПАА). Это, в частности, полимер-дисперсные составы, сшитые полимерные системы, полимерно-щелочное, полимерно-силикатно-щелочное заводнение и т.д. Технологическая эффективность закачек полимеров, при условии правильного выбора объекта воздействия, очень высока – порядка 1...5 тыс. тонн дополнительной нефти на 1 тонну сухого полимера. В настоящее время технологии повышения нефтеотдачи с применением ПАА применяются в ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Удмуртнефть» и других нефтяных компаниях России. Потребность в ПАА обеспечивается, в основном, импортными поставками.

Для обеспечения нефтедобывающих компаний ПАА отечественного производства в 1995 году было создано совместное российско-германское предприятие ЗАО «Компания «Москва-Штокхаузен-Пермь» (г. Пермь). Акционеры предприятия – компания «Штокхаузен ГмбХ», входящая в состав концерна «Дегусса» – третьего по величине химического предприятия в Германии и первого на мировом рынке продукции специального назначения, ООО «Дегусса Евразия» и МГУП «Мосводоканал». В 1998 году предприятием начат выпуск полимеров под торговой маркой «Праестол». На предприятии реализована полная технологическая цепочка, которая начинается с получения исходного сырья и заканчивается синтезом готового продукта. Производство базируется на сочетании уникальной российской биотехнологии получения основного сырьевого компонента – акриламида – и высокоэффективной германской технологии полимеризации и переработки полимера в готовый порошкообразный продукт. Проектная мощность завода составляет 7500 тонн поли-

меров в год.

Биотехнология получения акриламида заключается в гидратации акрилонитрила ферментом биокатализатора, штамм которого разработан российскими учеными. Технологическая схема получения акриламида биоспособом представлена на рис 1. Процесс, в отличие от метода получения акриламида с медными катализаторами, проходит при комнатной температуре и характеризуется большим выходом продукта, меньшими энергозатратами, отсутствием побочных образований и, следовательно, большей экологической безопасностью.

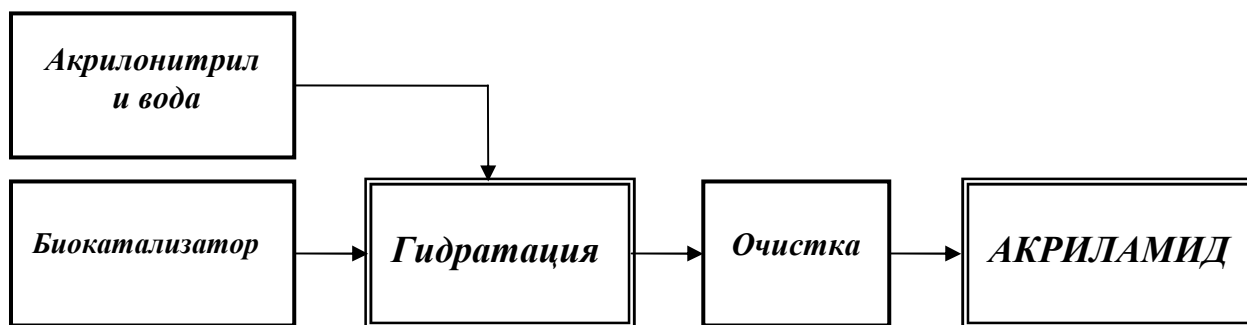


Рисунок 1 – Технологическая схема получения акриламида биоспособом

Получение конечного продукта осуществляется методом непрерывной ленточной полимеризации. Технологическая схема производства представлена на рис. 2. Технология позволяет получать полимеры с любыми заданными свойствами – определенной молекулярной массой, вязкостью, активностью. При этом выпускается весь спектр полимеров: анионные, катионные и неионогенные. Полимеры «Праестол» применяются для регулирования технологических свойств буровых растворов, в качестве флокулянтов для очистки сточных вод и обезвоживания шлама, в горной и целлюлозно-бумажной промышленности.

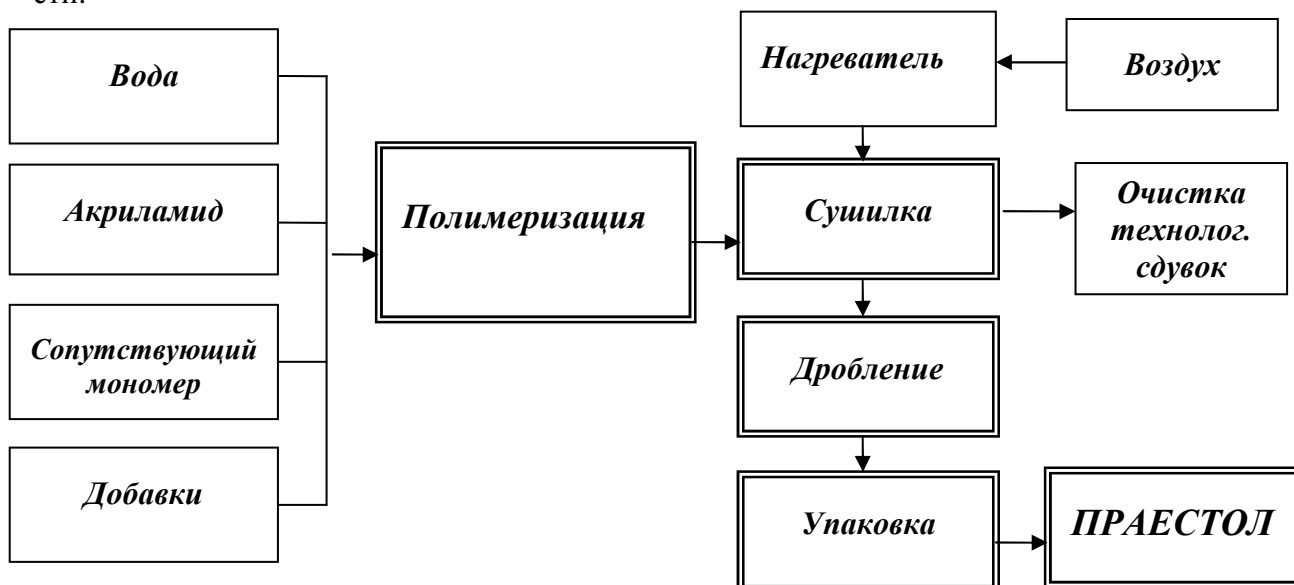


Рисунок 2 – Технологическая схема получения ПАА Праестол

Для применения в составе сшитых полимерных систем в технологиях выравнивания профиля приемистости неоднородных по проницаемости пластов и увеличения охвата пласта заводнением совместно с сервисной компанией «Ойл Технолоджи Оверсиз» (ОАО «ОТО») разработан полимер марки «Праестол 2510 РДН». Это среднемолекулярный, частично гидролизированный полиакриламид, порошкообразный продукт насыпной плотностью 600–700 кг/м³. Полимер малотоксичен, экологически сертифицирован, допущен к применению в нефтяной отрасли [3, 4]. Поскольку к полимерам, применяющимся

для целей повышения нефтеотдачи, предъявляются дополнительные требования, связанные с особенностями применения реагентов, полимер «Праестол 2510 РДН» был доработан по сравнению с базовыми марками «Праестол» на соответствие основным технологическим требованиям: хорошая растворимость как в пресной так и в минерализованных водах, регулирование время гелеобразования в широком диапазоне, повышенные фильтрационные сопротивления образующегося геля, стабильность сшитой системы к теромокислительной деструкции в течение продолжительного времени. Основные характеристики ПАА марки «Праестол 2510 РДН» представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические ПАА марки «Праестол 2510 РДН»

№	Показатели	
1	Содержание основного вещества, %	Не менее 90
2	Характеристическая вязкость, дл/г	12
3	Степень гидролиза % мольн.	12-18
4	Молекулярная масса, млн	7-9
5	Время растворения, мин	
6	- в пресной воде	Не более 60
7	- в минерализованной воде	Не более 240
8	Динамическая вязкость раствора 0,5%-го раствора в 10% растворе NaCl, мПа·с	120-130
9	Время гелеобразования в присутствии ацетата хрома, час ($C_S=15$ г/л; $t = 25^0C$) - $C_{ПАА}=0,3\%$; $C_{АХ}=0,03\%$ - $C_{ПАА}=0,5\%$; $C_{АХ}=0,05\%$	52 24
10	Фильтрационные характеристики* геля: - остаточный фактор сопротивления - начальный градиент давления сдвига, атм/м	Не менее 200 Более 30

* Пористая среда – кварцевый песок проницаемость - 4 мкм^2 ; пористость – 0,4.
Состав композиции: $C_{ПАА}=0,5\%$; $C_{АХ}=0,05\%$; $C_S=15$ г/л. Температура 60^0C .

Опытно-промысловые работы по повышению увеличению охвата пластов заводнением с использованием «Праестол 2510 РДН» были проведены на Ключевом месторождении ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Было выполнено 7 скважино-операций. По результатам работ эффективность применения «Праестол 2510 РДН» в составе сшитых полимерных систем оказалась сопоставима с эффективностью ранее используемых импортных аналогов. В 2005 году ОАО «ОГО» осуществляло обработку скважин с применением «Праестол 2510 РДН» на Усинском и Возейском месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Опыт применения полимера «Праестол 2510 РДН» свидетельствует об его эффективности в качестве компонента гелеобразующих составов.

Таким образом, разработанная и реализованная на практике технология производства порошкообразных ПАА марки «Праестол» позволяет получать полимеры с заданными характеристиками, обеспечивающими оптимальные свойства композиций для повышения нефтеотдачи пластов.

Список использованных источников:

1. Хисамутдинов Н. И., Тахаутдинов Ш. Ф., Телин А. Г., Зайнетдинов Т. И., Тазиев М. З., Нурмухаметов Р. С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». -2001-184 с.
2. Маньрин В. Н., Швецов И. А., Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара. Самар. Дом печати, 2003. – 392 с.
3. Технические условия ТУ 2216–001–40910172–98. Флокулянты марки "ПРАЕСТОЛ", 1998, 28 с.
4. Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти. № 153.39.RU.245860.01152.03.06 от 20.03.2006г. Флокулянты марки «ПРАЕСТОЛ».

ИЗОЛИРУЮЩИЙ СОСТАВ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Серебренникова Э.В., Миненков В.М., Бурыкин А.Н., Заворотный А.В. (ООО «Научно-производственная компания «ЭКСБУР К^о»)

На основе полиуретанового предполимера нами разработан новый состав для изоляции флюидопроводящих каналов в зацементированном межколонном пространстве скважин и способ герметизации путем устьевых закачек состава без остановки работы скважины, которые защищены патентом РФ.

Транспортировка раствора уретанового предполимера по каналам, предварительно заполненным углеводородным растворителем, происходит по механизму гравитационного замещения. После доставки раствора предполимера на расчетную глубину вводят специальный отвердитель.

В лабораторных условиях проникающая способность изолирующих составов оценивалась по следующей методике. В капиллярную полиэтиленовую трубку с внутренним диаметром 1мм и длиной 1м заливали углеводородный растворитель, нижнюю часть перекрывали зажимом, сверху устанавливали мерник, в который заливали раствор полиуретанового предполимера. Наблюдение за процессом гравитационного замещения оценивалось визуально по четкой границе раздела между несмешивающимися жидкостями различной плотности, а также по замеру объема вытесненной жидкости. Через определенный промежуток времени через мерник вводился отвердитель. Все затвердевшие составы представляли собой упругую, непроницаемую однородную массу, полностью заполняющую поперечное сечение канала.

Технологическую эффективность (герметизирующий эффект, долговечность, газопроницаемость) предлагаемого состава и способа оценивали на стендовой установке, где создавали в зацементированной металлической трубе искусственный газопроводящий канал, который изолировали по вышеприведенному способу. После выдержки в течение 48 часов образцы загерметизированного цементного камня опрессовывались давлением до 5,0 МПа. Прорыва газа не происходило, в том числе, для образцов, выдержанных в течение 28 суток в водяной бане при температуре 75 °С.

Анализ полученных результатов испытаний подтверждает, что разработанный изолирующий состав и технология его применения обеспечивают высокое качество изоляции флюидопроводящих каналов по сравнению с известными техническими решениями.

ГИДРОИМПУЛЬСНОЕ ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН УСТАНОВКОЙ УГОС-М. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ В ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

А.Г. Газаров, Ю.В. Земцов (ООО «КогалымНИПИнефть»)

Технология гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта разработана с целью повышения радиуса очистки призабойной зоны от кольматанта и повышения за счет этого продуктивности скважин. Суть технологии состоит в создании многократных «мгновенных» депрессий на пласт, при которых за счет энергии пласта создаются высокие скорости движения флюидов в интервале перфорации, что обеспечивает интенсивный вынос кольматанта из порового пространства коллектора.

Для реализации технологии институтом ООО «КогалымНИПИнефть» разработан и испытан в промысловых условиях экспериментальный образец установки гидроимпульсного освоения скважин (УГОС), принципиальная схема которой представлена на рис. 1.

Скважинный комплекс УГОС состоит из дифференциального насоса, аккумулятора давления и шламоуловителя. Призабойная зона пласта отсекается от объема скважины пакером. На устье скважины объем затрубного пространства обвязан с агрегатом ЦА-320 № 1, объем НКТ с агрегатом № 2. Управление потоками рабочей жидкости в режиме нагнетания осуществляется запуском агрегата, в режиме слива – остановкой агрегата и открытием дренажного вентиля в емкость. Скважина заполнена жидкостью до устья. Объемы жидкости в цикле отбор-нагнетание контролируются по шкале мерной емкости на агрегатах.

Принцип действия установки (рис. 2) позволяет осуществить «мгновенные» депрессии в локализованной пакером призабойной зоне скважины, которые сопровождаются гидроударами с помощью аккумулятора давления. Эффективность технологии гидроимпульсного освоения скважин определяется механизмом очистки призабойной зоны пласта. При разработке технологии предполагалось, и это подтвердилось на практике, что регулируемая по амплитуде «мгновенная» депрессия на пласт позволяет резко снизить пластовое давление до давления насыщения, при котором происходит кратковременное разгазирование пластовой жидкости в объеме коллектора в виде массы мелкодисперсных пузырьков газа, что обеспечивает резкое и кратное увеличение скорости фильтрации пластовой жидкости по всей толщине перфорированной части пласта независимо от величины проницаемости пропластков. При этом происходит эффективное удаление с поверхности пор и трещин мехпримесей, фильтрата технологических жидкостей, отложений солей, эмульсий, и вынос кольматанта из порового объема коллектора через перфорированные отверстия при дальнейшем отборе жидкости из подпакерной зоны. Ставилась задача многократно получить эффект «пробки шампанского» на каждом перфорационном отверстии, при этом естественно предположить, что наиболее интенсивно идет газопроявление в нефтеносных слоях и мене интенсивно в водонасыщенных. Косвенным подтверждением этого предположения является выравнивание профиля притока после воздействия.

В ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» технология гидроимпульсного освоения скважин апробирована на пяти скважинах (таблица 1). Подбор скважин для опробования технологии осуществлялся по следующему критерию: наблюдается возрастающая динамика снижения коэффициента продуктивности скважины при постоянном пластовом давлении и параметрах работы глубинонасосного оборудования.

При проведении испытаний инструментально велась запись давления в реальном времени в объеме подпакерной зоны и в объеме НКТ над аккумулятором давления, регистрировались расходные характеристики ЦА-320 № 1 и 2, а также подача жидкости по каждому циклу в мерные емкости агрегатов. Коэффициент продуктивности скважин определялся по результатам геофизических исследований до и после проведения испытаний. Как видно из таблицы, коэффициент продуктивности скважин после обработок увеличился в 2-6 раз.

В качестве примера рассмотрим скважину 2264/183 Ватъеганского месторождения, пласт АВ₁₋₂. Динамика работы скважины за 2002-2003 годы представлена на рис.3. Отмечена тенденция снижения коэффициента продуктивности скважины при постоянном пластовом давлении, скважина выбрана для проведения опробования технологии.

Обвязка УГОС-20 по схеме работы с двумя агрегатами ЦА-320 и ручным управлением

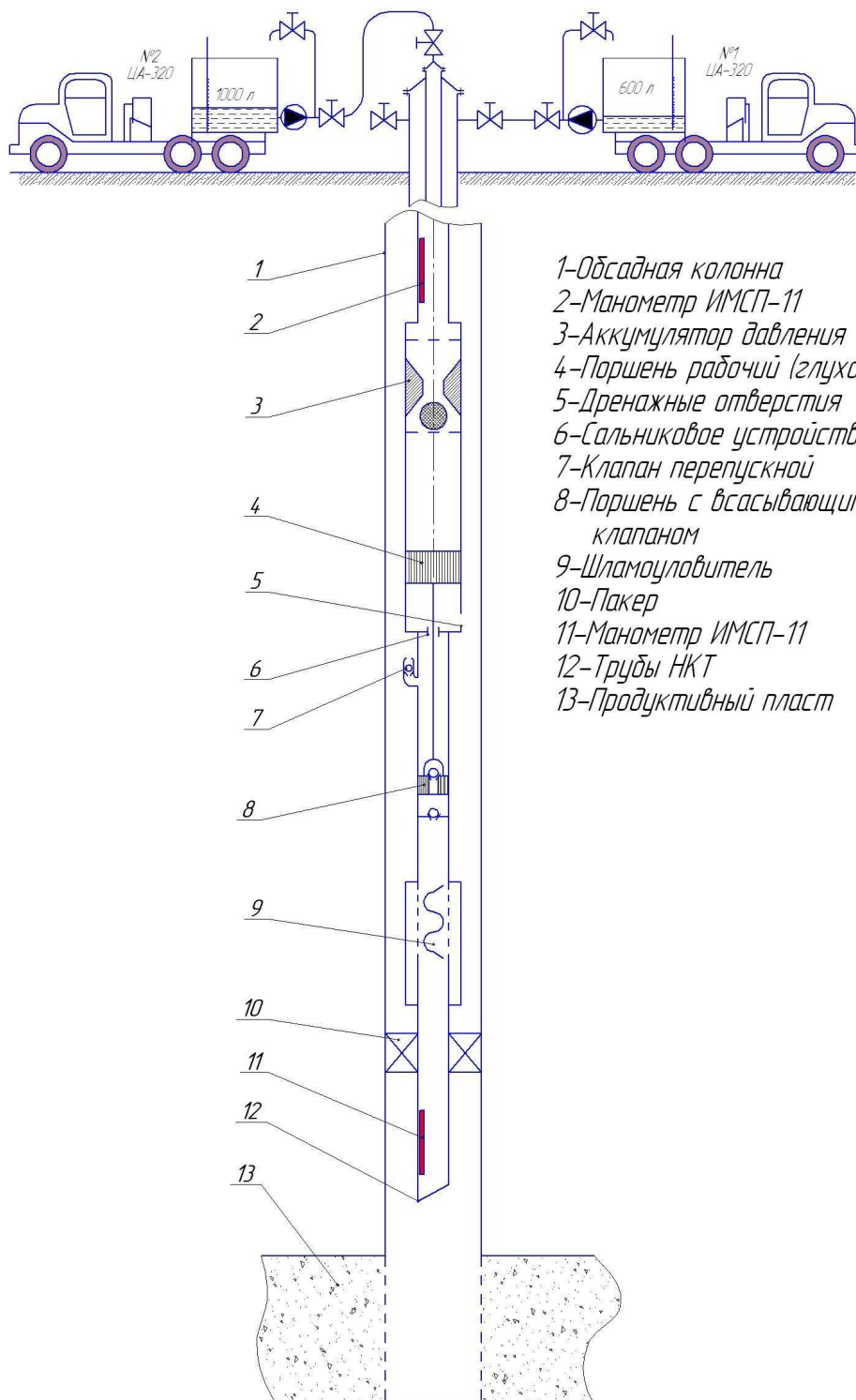
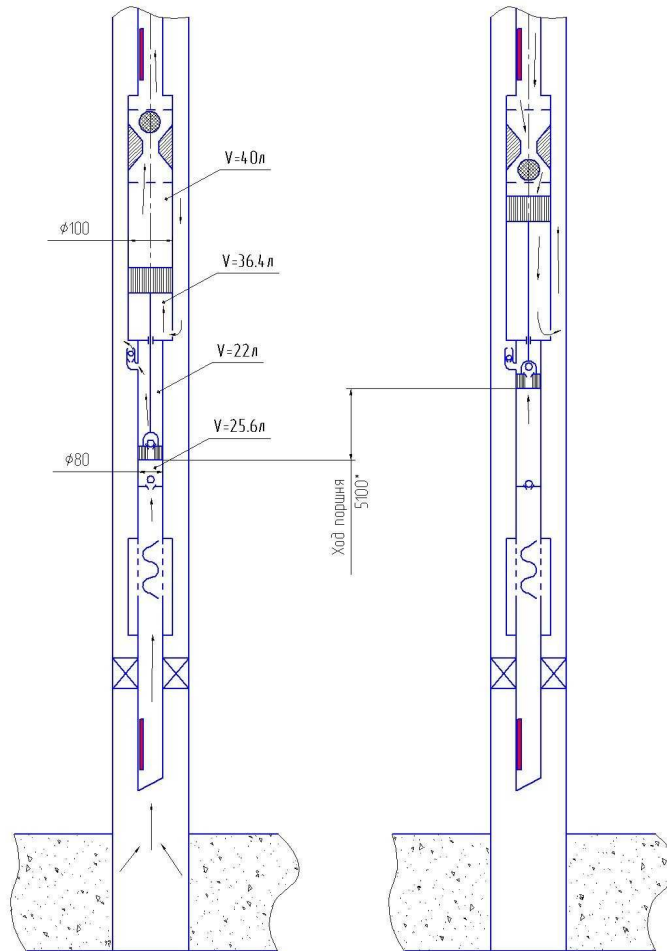


Рисунок 1 – Обвязка УГОС-20 по схеме работы с двумя агрегатами ЦА-320 и ручным управлением

Принцип работы

ход вверх

ход вниз



Время необходимое для перемещения поршня УГОС-20 на расстояние рабочего хода (5100мм) учитывая, что агрегат ЦА-320 работает с частотой вращения вала 1500 мин⁻¹

Диаметр втулок насоса 9ТМ, мм	II передача		III передача		IV передача		V передача	
	Время хода поршня вниз, с	Время хода поршня вверх, с	Время хода поршня вниз, с	Время хода поршня вверх, с	Время хода поршня вниз, с	Время хода поршня вверх, с	Время хода поршня вниз, с	Время хода поршня вверх, с
90	20	7	15.4	5.5	6.8	2.4	4.5	1.6
100	15.4	5.5	8.05	2.86	5.3	1.9	3.5	1.25
115	11.3	4	5.92	2.1	3.9	1.4	2.58	0.92
127	9.1	3.3	4.8	1.7	3.15	1.12	2.1	0.74

Основные параметры насоса 9ТМ (ЦА-320)

Режим	Частота вращения вала мин ⁻¹	Включенная передача	Подача, дм ³ /с при диаметре сменной втулки, мм				Давление, МПа при диаметре сменной втулки, мм			
			90	100	115	127	90	100	115	127
Кратковременный (до 4-х часов) N=108 кВт	1800	II	2.8	3.5	4.8	6	4.0*	32*	23*	18.5*
		III	5.3	6.8	9.2	11.4	22	17.5	13	10.5
		IV	8.1	10.3	14	17.3	14.5	11.5	8.5	7
		V	12.3	15.6	21.2	26	9.5	7.5	5.5	4.5
		II	2.31	2.96	4.03	4.99	4.0*	32*	23*	18.5*
Длительный N=91.9 кВт	1500	III	4.42	5.66	7.69	9.5	24.3	18.9	14.2	11.3
		IV	6.73	8.6	11.71	14.48	15.9	12.4	9.33	7.45
		V	10.2	12.96	17.63	21.8	10.5	8.2	6.15	4.92
		II	2.31	2.96	4.03	4.99	4.0*	32*	23*	18.5*

Подачи указаны идеальные. Действительное значение подач определяется с учетом подачи - 0.9. Допустимое отклонение подачи - 20%. Давление обозначенные *, ограничены предохранительным клапаном

Рисунок 2 – Принцип работы установки

Таблица 1 – Результаты ОПР по технологии УГОС

№ п/п	Скв/Куст	Пласт	Дата проведения испытаний	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм.	
				До испытаний	После испытаний
Кечимовское месторождение					
1	7352/774	АВ1	25.10.2001г.	0,10	0,29
Южно – Покачевское месторождение					
2	3265/110	АВ1-2	30.10.2001г.	0,08	0,35
Повховское месторождение					
3	622/50	БВ-8	18.06.03г.	0,15	0,48
Ватьеганское месторождение					
4	2264/183	АВ1-2	10.04.2004г.	0,02	0,12
Южно-Ягунское месторождение					
5	873/52	2БС-11	25.06.2004г.	0,10	0,17

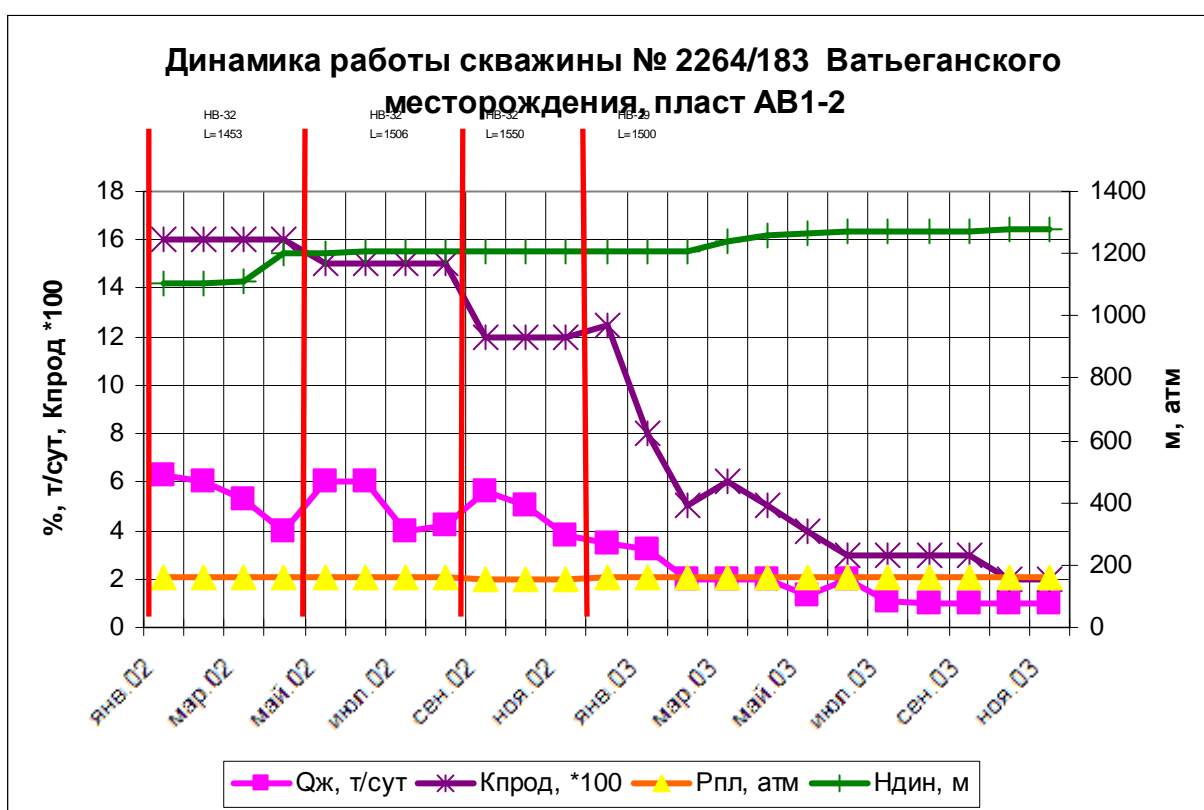


Рисунок 3 – Динамика работы скважины за 2002-2003 годы

Совмещенная диаграмма регистрации давлений приборами ИМСП-11 в колонне НКТ над аккумулятором давления и в подпакерной зоне представлена на рис. 4, фрагмент участка 1 в увеличенном масштабе на рис. 5. Синим цветом, представлена запись давления во времени в объеме НКТ, красным цветом – в подпакерной зоне. Запись выполнялась с дискретностью 1 замер в секунду. Начальное давление в подпакерном объеме составило 21,7 МПа.

Величина депрессий на пласт колебалась в диапазоне 11,2 ÷ 5,7 МПа. Минимальное давление в подпакерной зоне достигало 10,6 МПа, что все-таки выше давления насыщения нефти газом (8,6 МПа). Тем не менее, после 12-15 циклов при изливе жидкости из затрубного пространства в емкость агрегата № 1 наблюдались явные выбросы газа вместе с жидкостью, особенно в начале излива. После проведения работ в скважину спущен насос НВ-38, глубина подвески 1505 м, длина хода 2,4 м, число качаний 4 в минуту. После выхода

скважины на режим дебит по жидкости составил $6 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при динамическом уровне 920 м, давление в затрубье 0,5 МПа.

В настоящее время в ООО «ЛУКОЙл – Западная Сибирь» проходит промышленные испытания опытный образец установки УГОС-М. Опытный образец установки оснащен силовым автономным технологическим блоком, смонтированным на шасси автомобиля ГАЗ 66. В состав наземного блока входит трехплунжерный насос, система гидравлического переключения потоков и система автоматики управления процессов работы подземной части установки.

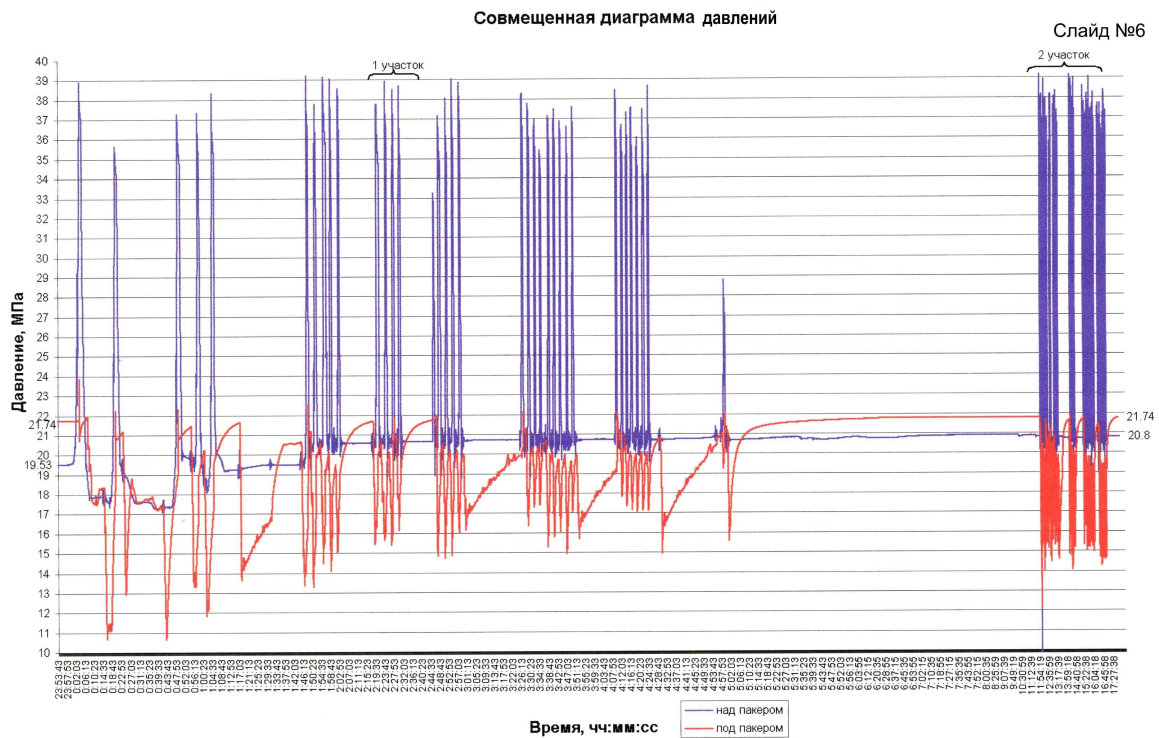


Рисунок 4 – Совмещенная диаграмма регистрации давлений приборами ИМСП-11 в колонне НКТ над аккумулятором давления и в подпакерной зоне

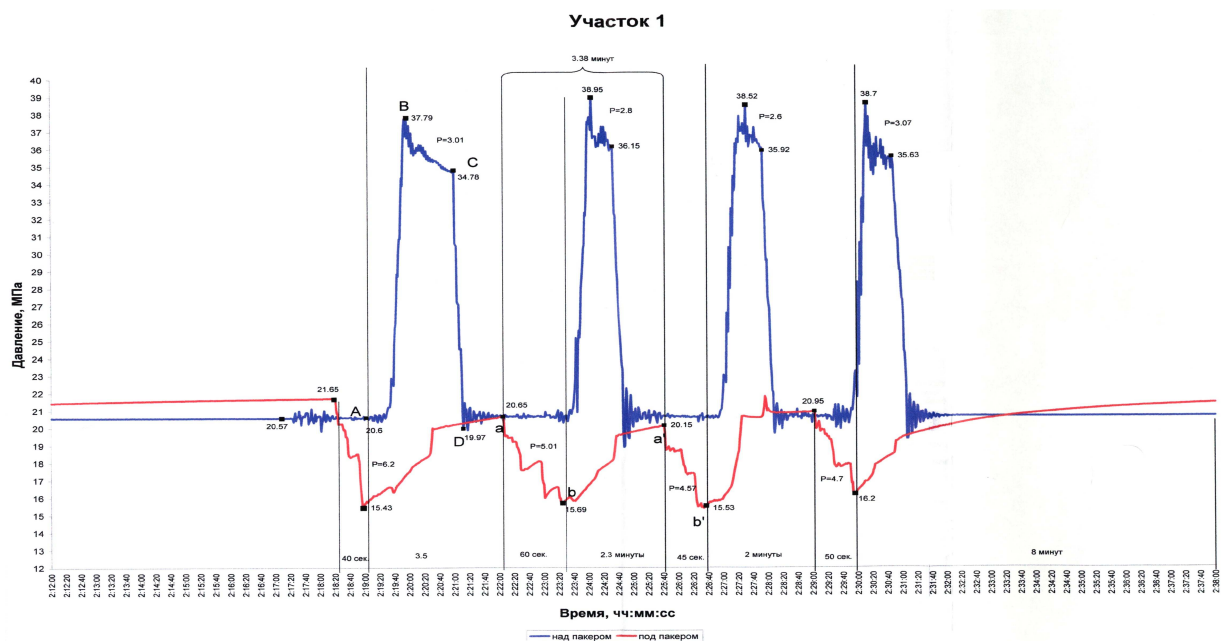


Рисунок 5 – Фрагмент участка №1 в увеличенном масштабе

Выводы:

1. Результаты опытно-промышленных работ по гидроимпульсной технологии освоения пяти скважин подтверждают эффективность и перспективность метода.
2. Гидроимпульсная технология освоения скважин позволяет добиваться максимального повышения коэффициента продуктивности при минимальном времени.
3. Режим «мгновенных» депрессий наиболее эффективен для решения задач по выравниванию профиля притока.

МЕТОД «МЕСТНЫХ» ЦИРКУЛЯЦИЙ

Зименков С.В., Малиновкин В.И. (ООО «Мегион-Сервис»)

ООО «Мегион-Сервис» образовано в 2003 году (на базе УПНП и ТКРС ОАО «СН-МНГ») и является дочерним предприятием ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» - основного заказчика предоставляемых услуг. Основным видом деятельности нашего предприятия является оказание сервисных услуг в сфере капитального, текущего ремонтов и освоения скважин. ООО «Мегион-Сервис» осуществляет весь спектр услуг предусмотренных классификатором ремонтных работ (КР, ТР, ПНП) в скважинах согласно РД 153-39.0-088-01.

В настоящее время большинство месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ») находятся на 4 (завершающей) стадии разработки, которая характеризуется значительной степенью выработки запасов нефти. Но ОАО «СН-МНГ» удерживает достигнутые позиции по добыче нефти, а также ежемесячно наращивает показатели, являясь одним из динамично развивающихся нефтяных предприятий. Прирост добычи нефти в значительной мере зависит от реализации запланированных геологических мероприятий (ГТМ). В последние годы основными планируемыми и реализуемыми мероприятиями при КРС предусмотренными ГТМ являются работы по КР-4, КР-7 и КР-13. При этом подготовительно-заключительные работы (ПЗР) к ГРП и последующая очистка скважин от продуктов ГРП при сменах УЭЦН сопряжена с определенными трудностями, выражающимися в низких пластовых давлениях, что в совокупности с наличием высокой проницаемости приводит к низким динамическим и статическим уровням в скважинах. Это в свою очередь значительно снижает эффективность применения существующих технологий по очистке ствола скважины и призабойной зоны пласта (ПЗП). Низкое пластовое давление и высокая гидропроводность не позволяют заполнить скважину жидкостью глушения до устья - для создания циркуляции или долить - для эффективной работы гидровакуумных устройств (ГВУ). В свою очередь, промывка скважин исключалась практически полностью из-за наличия катастрофических поглощений, даже при использовании инертной жидкости глушения с плотностью 850 кг/м³, и очистка данных скважин была возможна только при помощи ГВУ. В качестве последних в ООО «Мегион-Сервис» применяются:

1. ГВЖ – гидровакуумная желонка, предназначена для создания глубоких депрессий с целью очистки забоя скважин от проппанта, песка, грязи, посторонних металлических предметов и т.д. Разработчик и изготовитель ООО «Мегион-Сервис»;

2. УОЗ – устройство для очистки забоя, предназначено для очистки забоя скважин от песка, грязи, посторонних металлических предметов и извлечения аварийного оборудования методом мгновенной депрессии. Разработчик и изготовитель ООО «Мегион-Сервис»;

3. КОС – комплекс очистки скважин, предназначен для очистки стволов, не обсаженных и обсаженных скважин без применения в них циркуляционной промывки. Изготовитель ЗАО Завод «Измерон» г. Санкт-Петербург. В ООО «Мегион-Сервис» имеется оборудование и применяется КОС следующих типов: КОС-01, КОС-02, КОС-04.

Схема работы гидровакуумного оборудования отображена на Рисунке 1.

На определенном этапе работ, после внедрения ГВУ, временно была снята проблема очистки скважин, так как многократными спуско-подъемными операциями (СПО) УОЗ, ГВЖ и КОС успех достигался. Однако эффективной работе гидровакуумного оборудования препятствовало наличие посторонних предметов на забое скважины, оказавшихся там в процессе эксплуатации скважин. В качестве таких предметов могли быть пояса (клямсы), которые при работе ГВУ заклинивали в клапанах, что в свою очередь приводило к высыпанию проппанта при подъеме инструмента из скважины. Это приводило к необходимости проведения повторных операций, что увеличивало продолжительность ремонта скважины.

Другой проблемой явилось то, что перед проведением ГРП, согласно требований исполнителя работ, зумпф скважины отсыпается проппантом для предотвращения повреждения эксплуатационной колонны избыточным давлением и изоляции от разрыва нижележащих горизонтов, не подлежащих ГРП. При проведении операции по гидроразрыву пласта отсыпанный проппант уплотняется (спрессовывается) и образует трудно разрушаемые корки, а особенно это проявляется при получении высоких конечных давлений или «Стоп» в процессе ГРП. Данная корка препятствует эффективной очистке скважин при помощи гидровакуумных устройств (ГВЖ. КОС. УОС) и требует дополнительных операций, которые необходимо повторять до тех пор, пока данная корка не будет разрушена.

При эксплуатации скважин после ГРП в ПЗП происходит вынос материала используемого для разрыва (проппант, пропнета), которые постепенно накапливаясь на забое скважины, перекрывают интервал перфорации и одновременно «цементируются» между собой выносимыми частицы разрушения пласта, образуя пробки.

Вышеперечисленные факторы потребовали поиска более эффективного метода очистки скважин, который бы позволил свести к минимуму количество неэффективных операций.

Для решения обозначенных проблем, при отсутствии проходки ГВУ, стали применять для разрушения уплотненных слоев забойные двигатели (ЗД), при этом производили СПО двигателя до текущего забоя скважины, запуск двигателя и взрывление корки на длину ведущей трубы. Затем – подъем ЗД из скважины. При этом данная операция производилась без циркуляции (выхода жидкости на поверхность). В последствии при помощи ГВУ скважина очищалась без проблем, количество операций зависело только от ресурса желонки и длины интервала очистки.

Специалисты ООО «Мегион-Сервис» поставили перед собой задачу совмещения процессов разрушения забойным двигателем пробки и одновременной очистки скважины. Решение было найдено в разработке новой компоновки включающей в себя забойный двигатель и шламоуловители.

В конце 2003 года в условиях ПРЦЭО ООО «Мегион-Сервис» были изготовлены и опробованы в скважинных условиях шламоуловители в компоновке с ЗД. Длина одного шламоуловителя составила 4,0 м, наружный диаметр 114 мм, полезный объем «кармана» - 14,8 литра. Выбор длины шламоуловителя был ограничен условиями перевозки (длиной кузова, грузоподъемностью крана-манипулятора) и очистки от мехпримесей на устье скважины (Рисунок 2).

Испытание и наработку данной технологии начинали с включения в компоновку с забойным двигателем 6-8 штук шламоуловителей. Внедрение технологии происходило под контролем технологического отдела предприятия и с инженерным сопровождением каждой операции. При этом последовательно разрабатывались и внедрялись мероприятия по увеличению количества шламоуловителей в компоновке. Была изготовлена опытная партия шламоуловителей с наружным диаметром 140 мм для работы в 168 мм эксплуатационных колоннах. Но в конечном итоге предпочтение было отдано более универсальным шламоуловителям с наружным диаметром 114 мм. По мере наработки опыта были разработаны «Технологический регламент по работе со шламоуловителями», «Технологическая инструкция по очистке шламоуловителей», а также множество различных технологических дополнений закрепленных приказами и распоряжениями.

3. Схема работы забойного двигателя со шламоуловителями отображена на Рисунке

При использовании стандартных долот, для оснащения забойных двигателей в компоновке со шламоуловителями, наблюдался интенсивный износ данного породоразрушающего инструмента при работе с проппантом, что повышало вероятность создания аварийной ситуации. В связи с этим, технологической и механической службами предприятия, был разработан чертеж инструмента (Фрез - «Перо», Фрез - «Ласточкин хвост»)

для взрыхления плотного слоя проппанта. Цехом ПРЦЭО данный инструмент был изготовлен и начато укомплектование забойных двигателей, отправляемых в бригады КРС для взрыхления проппанта.

При работе ГВУ по очистке скважин от проппанта после ГРП, непосредственно после подъема из скважины пакера ГРП и при очистке скважин от проппанта выносимого из пласта при работе УЭЦН, возникает потребность в СПО забойного двигателя со шламоуловителями для взрыхления проппанта и пропнета в связи с уменьшением эффективности гидровакуумного оборудования (уменьшение фактической проходки в сравнении со средней наработанной по предприятию). Для исключения внеплановых СПО, сокращения времени очистки скважины и скорейшего ее ввода в эксплуатацию, был проведен анализ работы ГВУ (КОС и ГВЖ) используемых ООО «Мегион-Сервис». На основании данного анализа, были выработаны следующие мероприятия по методике подбора оборудования для очистки скважины, в зависимости от условий проведения ГРП и состояния скважины:

1. После подъема пакеров из скважин после ГРП и при очистке скважин ранее подвергнутых ГРП, очищенных от проппанта и эксплуатировавшихся УЭЦН, при повторной очистке производить спуск следующего оборудования, ориентируясь на глубины текущих забоев:

- менее 2600 м (по вертикали)– спускать для очистки ГВУ;
- более 2600 м (по вертикали)– спускать ЗД со шламоуловителями.

2. При отсыпке текущего забоя проппантом, перед проведением ГРП, для исключения непроизводительных СПО ГВУ, если при ГРП получен «Стоп», либо наблюдался рост конечного поверхностного давления свыше 450 атм, необходимо спускать ЗД со шламоуловителями для разрушения «проппантовой корки».

3. При нахождении в НКТ геля или проппанта, после окончания ГРП, подтвержденное ГИС по отбивке забоя, очистку скважины производить спуском ГВУ, в зависимости от глубины текущего забоя.

Таблица 1 – Результаты использования компоновки забойного двигателя со шламоуловителями

Год	Количество шламоуловителей в компоновке, шт.	Средняя проходка за 1 рейс, м		Среднее количество отбираемого шлама, литр	Количество операций проведенных за год, шт.
		э/к 146 мм	э/к 168 мм		
2003	6-8	8,0	6,1	105	14
2004	10-20	19,8	14,2	250	168
2005	25-30	28,8	19,4	324	324

Очистка скважин с применением компоновок забойных двигателей со шламоуловителями требует строгого соблюдения технологии проведения работ, так как процесс ликвидации аварий с данным оборудованием – длительный и трудоемкий.

В 2005 году на 2-х скважинах (скв. 203/3 и 250/1) Аригольского месторождения были проведены работы по обходу аварийного участка зарезкой бокового ствола (КР-6-1). Примечательно то, что зарезки на данных скважинах были осуществлены также с применением технологии «местных» циркуляций – бурение при отсутствии выхода циркуляции на поверхность (при катастрофическом поглощении), выбуренная порода забиралась в шламоуловители (Таблица 2).

Схемы обходов аварийных участков зарезкой бокового ствола с использованием шламоуловителей отображены на Рисунке 4 и Рисунке 5.

Ранее на рассматриваемых скважинах проводились большеобъемные ГРП, что существенно осложнило процесс бурения и вскрытия продуктивной части пласта – отсутствие циркуляции по причине катастрофического поглощения, что свидетельствовало о соединении с полученной при ГРП трещиной.

Таблица 2 – Скважины с боковыми стволами пробуренные методом «местных» циркуляций в 2005 году

№ п.п.	Скважина/Куст Месторождение	Длина бокового ствола, м	Пласт	Вскрытый интервал продуктивного пла- ста, м
1.	203/3 Аригольское	40,5	ЮВ-1	16,5
2.	250/1 Аригольское	61,0	ЮВ-1	20

Таблица 3 – Гидравлический расчет промывки скважины 203 куст 3 Аригольского месторождения

• Буровой раствор, плотностью 1060 кг/м³	
- гидростатическое давление на забой	23,7 МПа
- перепад давления, вызванный движением вязко-пластичной жидкости по затрубному пространству	
- суммарное давление оказываемое на забой (пласт) скважины в момент ее заканчивания	2,02 МПа
	25,7 МПа
• Раствор на углеводородной основе (РУО), плотностью 860 кг/м³	
- гидростатическое давление на забой	19,2 МПа
- перепад давления, вызванный движением жидкости по затрубному пространству	1,04 МПа
- суммарное давление оказываемое на забой (пласт) скважины в момент ее заканчивания	20,2 МПа
• Метод «местных» циркуляций с использованием РУО	
- гидростатическое давление на забой	18,2 МПа
- перепад давления, вызванный движением жидкости по затрубному пространству	1,01 МПа
- суммарное давление оказываемое на забой (пласт) скважины в момент ее заканчивания	19,2 МПа
Текущее пластовое давление - 16,0 МПа	

Это подтверждается дебитами полученными после резки боковых стволов, которые соответствуют запускным параметрам работы скважин после ГРП, что стало возможным благодаря использованию технологии «местных» циркуляций с применением компоновки забойного двигателя со шламоуловителями (Таблица 4).

Таблица 4 – Параметры работы скважин

№ п.п.	Скв./Куст Местор.	Параметры до б/д				Параметры после резки			
		Способ экспл.	Q ж	Q н	% воды	Способ экспл.	Q ж	Q н	% воды
1.	203/3 Ариголь.	ЭЦН	43	34	7	ЭЦН	52	39	11
2.	250/1 Ариголь.	ЭЦН	119	103	3	ЭЦН	129	75	31

Данная технология зарекомендовала себя как наиболее технологичная и приемлемая в сложившихся условиях. В связи с этим работы в данном направлении продолжают и в 2006 году с наработкой и усовершенствованием технологии.

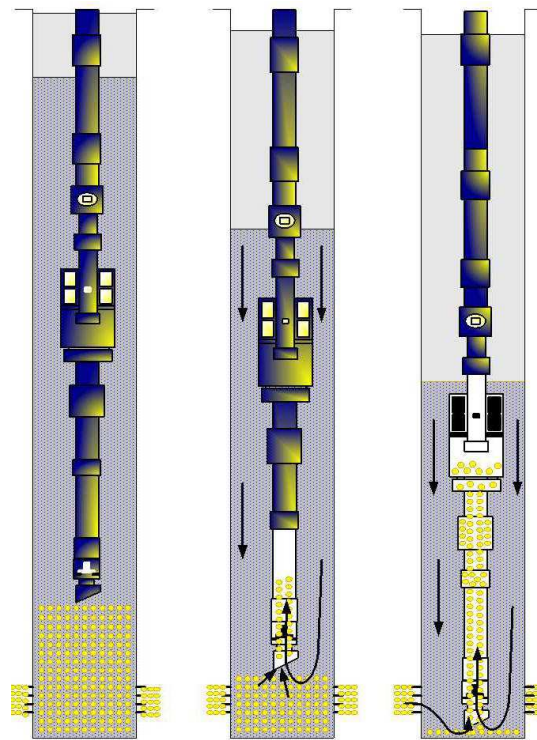


Рисунок 1 – Схема работы гидровакуумного оборудования

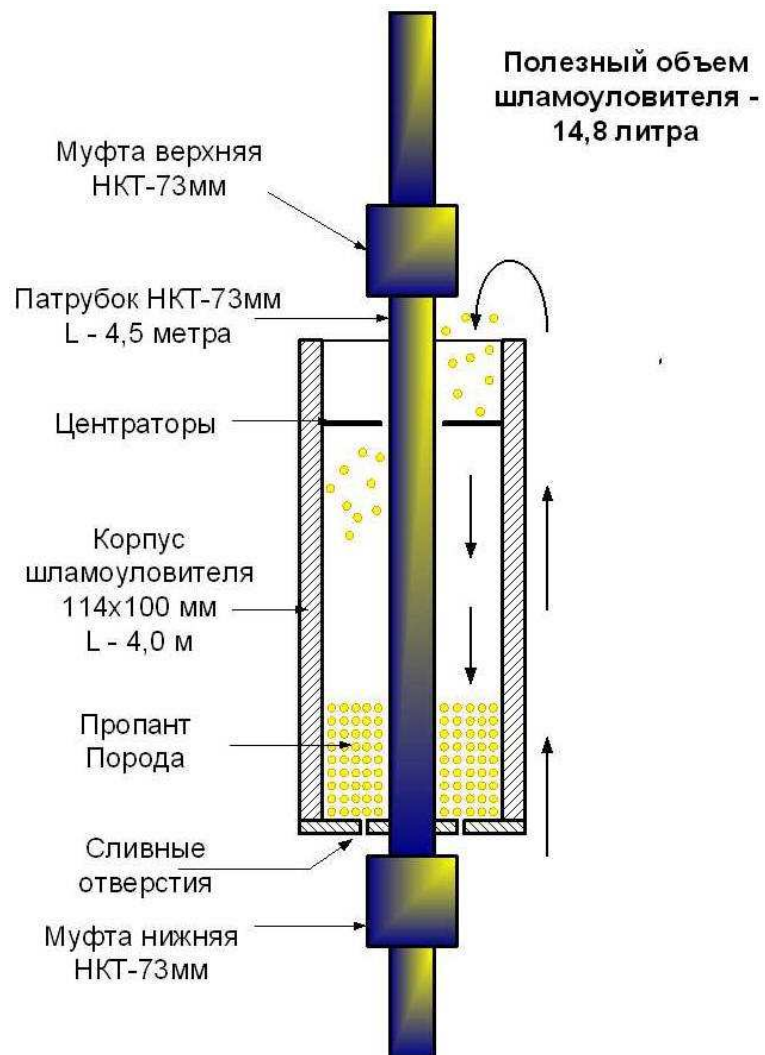


Рисунок 2 – Шламоуловитель

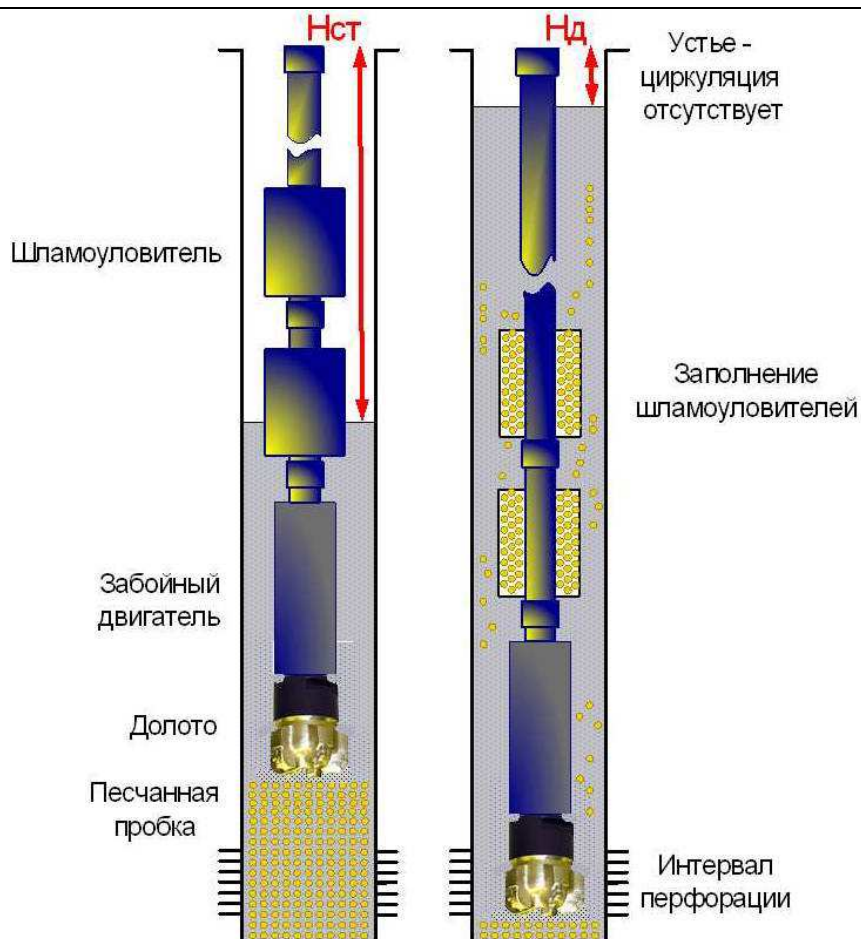


Рисунок 3 – Схема работы забойного двигателя со шламоуловителями



Рисунок 4 – Обход аварийного участка зарезкой бокового ствола с использованием забойного двигателя со шламоуловителями (скважина 203 куст 3 Аригольского месторождения)

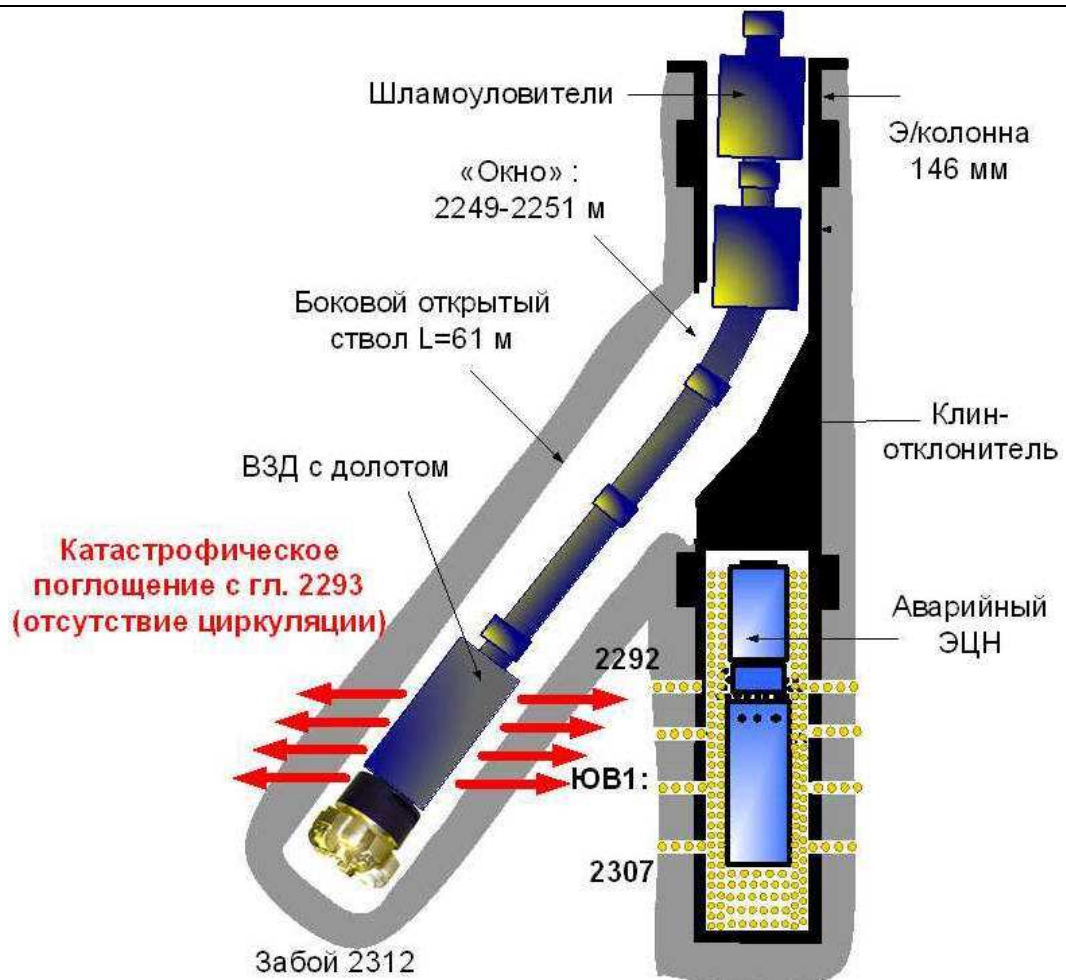


Рисунок 5 – Обход аварийного участка зарезкой бокового ствола с использованием забойного двигателя со шламоуловителями (скважина 250 куст 1 Аригольского месторождения)

БУРЕНИЕ ВТОРЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ – КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА КУРРАГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Халимов М.А., Легаев Я.В. (ОАО «Когалымнефтепрогресс»)

При разработке нефтяного месторождения неизбежно ухудшение технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов. И наступает такой период, когда продолжение эксплуатации сначала каких-либо групп скважин, а потом и всего месторождения становится нерентабельным для нефтедобывающего предприятия. Именно по этому последние несколько десятилетий идет активный поиск эффективных методов увеличения нефтеотдачи пласта. В последние годы много внимания уделяется разработке технологии бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) из старых обсаженных скважин с целью их восстановления. Проблема разработки технологии бурения боковых стволов из обсаженных скважин актуальна по ряду причин. Главная из них – рост числа малодобитных, нерентабельных, высоко обводненных и простаивающих скважин. Число таких скважин по Западной Сибири составляет несколько тысяч, они могут дать до нескольких млн. тонн нефти в год.

Несмотря на достаточно высокий уровень разработки технологии за рубежом, в России она еще не получила должного развития. Основная причина здесь – отсутствие разработанной комплексной инженерной технологии, адаптированной к конкретным геолого-техническим условиям. Кроме того, существует ряд сложных проблем, решение которых необходимо. К ним относятся технология и техника вырезания окон в эксплуатационной колонне, управление траекторией ствола и крепление колонны. А так же поиск застойных участков нефти, которые не затронуты или слабо затронуты разработкой для дальнейшего ввода данных участков в разработку с помощью зарезки боковых стволов, в том числе и с горизонтальным окончанием.

В 2005 году ОАО «Когалымнефтепрогресс» закончило проводку шести боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием на Курраганском месторождении, Западной Сибири.

Курраганское месторождение.

Месторождение находится в 180 км. от г. Когалым, и в 120 от г. Нижневартовска.

Нефтяная залежь имеет три продуктивных горизонта известных как нефтяные пласты БВ-8, Ач, ЮВ-1. Диапазон песчаников – от неуплотненных до сильнозаглинизированных. Особенности строения нефтяных залежей месторождения ограничивает бурение горизонтальных стволов по мощности продуктивного горизонта ввиду близости водонефтяного контакта. В связи с этим все горизонтальные стволы планируются только по кровельной, более нефтенасыщенной части пласта, мощность которой не превышает в отдельных случаях 1,5-2,0 м. В настоящее время пробурено 6 боковых стволов с горизонтальным окончанием, 4 скважины на пласт БВ-8 и 2 на пласт ЮВ-1.

Средний дебит после проведения работ по реконструкции скважин методом забурки второго ствола с горизонтальным окончанием составляет – 38 тонн нефти в сутки. Максимальный дебит получен на скважине 105 и составляет 56 тонн нефти в сутки, минимальный – 19,4 тонн нефти в сутки.

Группа пластов БВ-4 (4 скважины)

На данную группу пластов пробурено 4 боковых стволов с горизонтальным окончанием. Длина второго ствола колеблется от 724 до 486 м горизонтальный участок из них от 138 до 191 м. все скважины пробурены на буровом растворе системы ФЛО-ПРО, что позволяет максимально сохранить добычные характеристики нефтяного пласта. После проведения работ по реконструкции скважин методом бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием дебит нефти по 4 скважинам увеличился в среднем на 36,1 тонну и составил 40,5 тонн нефти в сутки. Максимальный дебит нефти в сутки составил 56,1

тонн, минимальный 19,4 тонн. Средняя обводненность продукции составила 4 %.

Группа пластов ЮВ-1 (2 скважины)

В рамках эксперимента по бурению горизонтальных стволов на юрский пласт, на Курраганском месторождении были выбраны две первоочередные скважины. Следует отметить, что бурение боковых стволов на юрские пласты в Когалымском регионе до настоящего времени не проводились ввиду сложности геологического строения залежи, а именно:

- отсутствуют надежные, выдержанные по простиранию репера, что затрудняет определение кровли продуктивного пласта;
- наличие в разрезе месторождения аномальных пород баженовской свиты, которые характеризуются как битуминозные аргиллиты, что осложняет достаточно надежно интерпретировать вскрытие продуктивного пласта т.к. битуминозные породы дают фоновый эффект на газопроявление при работе станции ГТИ;
- породы аномального бажена не выдержаны по простиранию и даже в соседних скважинах их достаточно трудно интерпретировать геофизическими методами;
- опасная близость водонефтяного контакта и отсутствие непроницаемой прослойки с нефтяной залежью усложняет условия вскрытия пласта горизонтальным стволом.

На пласт ЮВ-1 пробурено 2 боковых ствола с горизонтальным окончанием. Длина пробуренного второго, бокового ствола скважины колеблется от 642 до 770 м, из них горизонтальный участок от 123 до 175 м. все скважины пробурены на буровом растворе системы ФЛО-ПРО. Средний дебит нефти после освоения горизонтального участка увеличился на 37,0 тонн в сутки. Средняя обводненность продукции составила 22,5 %.

Заключение

На сегодняшний день бурение боковых стволов наиболее перспективный способ повышения коэффициентов извлечения нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. С одной стороны, только стоимость бурения бокового ствола из добывающей скважины на 30-50 % дешевле бурения новой скважины, что в условиях отсутствия инвестиций эта технология может оказаться эффективным средством интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. С другой стороны, бурение боковых стволов, направленных на нефтенасыщенные зоны пласта, позволяет охватить фильтрацией застойные зоны и избежать обустройства скважины и строительства новых выкидных линий и промысловых трубопроводов. Эти преимущества являются основой массового распространения бурения боковых стволов в главных нефтедобывающих регионах страны (в частности, Западной Сибири)

К настоящему времени в компании внедрен принципиально новый метод установки отклоняющего устройства (клина) при вырезке «окна». Разработанный в ОАО «Башнефть» и внедренный на месторождении Курраган, клин-отклонитель устанавливается не разгрузкой его на цементный мост предварительно установленный и опрессованный, а спускается на гофрированной трубе, при помощи ГИС привязывается на проектной глубине и устанавливается на гофрированной трубе путем создания давления и раздутия трубы.

Использование данного вида отклонителя исключает риск аварии в результате преждевременного заякорения клин-отклонителя в процессе его транспортировки на заданную глубину, что нередко происходит с отклонителями стандартного исполнения в эксплуатационных колоннах с различной толщиной стенки колонны и на участках набора кривизны. Так же данная технология исключает проведения дополнительных работ связанных с установкой цементного моста под клин-отклонитель, его опрессовкой и дополнительной подбуркой до заданной глубины. Что позволяет сэкономить до 300 – 400 тысяч рублей или до 4-5 дней дополнительных работ.

Дебит горизонтальной скважины зависит от длины горизонтального участка и от

качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения призабойной зоны пласта при первичном вскрытии снижает начальные дебиты скважины, что уменьшает долю промышленных запасов нефти и искажает общую картину при подсчете запасов нефти по месторождению. Загрязнение пласта при бурении скважины практически невозможно исправить в процессе эксплуатации скважины различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому специалисты ОАО «Когалымнефтепрогресс» уделяет особое внимание этому важному вопросу.

Для этих целей была закуплена и установлена новая четырехступенчатая система очистки бурового раствора качество, которой удовлетворяет требованиям российских и международных стандартов.

Так же для улучшения качества вскрытия пластов была разработана специалистами ОАО «Когалымнефтепрогресс» технология вскрытия продуктивного пласта, цель которой как можно меньше нанести «вред» призабойной зоне скважины нефтяного пласта. Технология включает использование специального бурового раствора ФЛО-ПРО для бурения горизонтальной части пласта разработанная компанией MI SWACO с учетом специфики бурения скважин в Западной Сибири. И что наиболее важно для снижения загрязнения бурового раствора глинистыми частицами пород – «покрышки» залежи, замена его производится только после вскрытия продуктивной, нефтенасыщенной части пласта.

Добыча нефти после проведенных мероприятий по реконструкции скважин методом зарезки вторых стволов с горизонтальным окончанием на Курраганском месторождении на сегодняшний день составляет более 120 тонн в сутки. Что вносит в существенный вклад в общий объем добычи Заказчика.

На 2006 год запланировано проведение работ на 1 скважине Курраганского месторождения и на 6 скважинах Восточно-Перевального месторождения. Дополнительная добыча за 2006 год от запланированных мероприятий составит 15 тысяч тонн нефти.

ОАО «ПЕРВОМАЙСКХИММАШ» ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Гладышев А.Б., Белик В.Б. (ОАО «Первомайскхиммаш»)

Завод «Первомайскхиммаш» был основан в 1947 году. С 80-х годов прошлого века он вошел в рынок нефтегазопромыслового оборудования и заслужил репутацию надежного партнера. Наша традиционная продукция для газовиков и нефтяников – это:

- агрегаты кислотной обработки призабойной зоны скважин (АНЦ-32/50);
- агрегаты цементировочные (АЦ-32);
- промышленные паровые передвижные установки (ППУА-1600/100М) как на шасси, так и в контейнерном варианте с электроприводом. Теперь они оснащены новым трехфорсуночным горелочным устройством Данфосс и завихрителем. За счет полного распыления и 100%-го искрового розжига экономия топлива достигает 10%;
- агрегаты для депарафинизации скважин (АДПМ 12/150-У1);
- автоцистерны АЦН-10С, АЦН-12С.

Продукция комплектуется насосами собственного производства, а с этого года при комплектации мы применяем насосы «Синергия».

Все оборудование монтируется на шасси КраЗ, УРАЛ, КамАЗ.

Кроме того, мы производим емкостное оборудование:

- горизонтальные цельносварные аппараты без внутренних устройств;
- аппараты с трубным пучком, под налив, с погружным насосом;
- емкости подземные дренажные, воздухоотборники, ресиверы;
- резервуары, предназначенные для приема, хранения и выдачи пропан-бутана, предназначенные для сброса нефти от системы сглаживания волн давления и дренажа и для аварийного сбора нефти;
- освоено производство резервуаров полистовой и рулонной сборки объемом до 5 тыс. м.куб;
- железнодорожные вагон-цистерны.

А также оборудование для нефтехимической промышленности, запасные части к выпускаемому оборудованию и многое другое.

Наша продукция эксплуатируется во всех регионах России и ближнего зарубежья.

Конкурентоспособность выпускаемой продукции обусловлена непрерывной работой над совершенствованием классических установок, разработкой и внедрением в производство новых узлов, систем, приборов и своевременной корректировкой производства согласно последним научно-техническим достижениям. Завод старается максимально приблизить продукцию к нуждам потребителей, исходя из их технологических и климатических условий. Так в настоящий момент полным ходом идет разработка новых и усовершенствование существующих насосных узлов, освоены технологии точного литья, которые значительно увеличили прочность и срок эксплуатации агрегатов.

Помимо модернизации серийной продукции на заводе идет освоение производства новой техники. В настоящее время основные темы это:

- новый вид колтюбингового превентора;
- бустер как альтернатива азотным установкам;
- хотойлер;
- оборудование для ГРП, цементации и др.

В практике нефтегазодобычи ведущих отечественных и мировых компаний все более широко распространяются технологии, связанные с использованием длинномерной трубы (колтюбинговые установки). Это объясняется их высокой технологичностью и экономической эффективностью.

Области применения колтюбинга достаточно разнообразны. Это и проведение под-

земного ремонта, разрушение песчано-глинистых парафиновых и гидратных отложений в колоннах нефтяных и газовых скважин, цементирование скважин, изоляция водопритока, ремонт колонн и многое другое.

Сегодня колтюбинговые технологии являются одним из основных резервов для повышения эффективности и рентабельности ремонтных работ.

В 2005 году нашим предприятием освоено производство колтюбинговой установки так называемой легкой серии УРАН – 20.1. Уникальные узлы и установка в целом защищена патентами Российской Федерации. Разработаны данные установки в СКБ Колтюбингового Машиностроения в г. Воронеж.

Наше СКБ на сегодняшний день является единственным специализированным предприятием в России, имеющим опыт проектирования и постановки на серийное производство техники для ремонта нефтегазовых скважин на основе технологии применения длинномерных стальных труб.

Технические характеристики установки представлены ниже:

- длина колонны гибких труб диаметром 33,5мм =3600м;
- длина колонны гибких труб диаметром 38,1мм=2600м;
- тяговое усилие инжектора:
 - номинальное – 12т
 - максимальное – 16т
 - пиковое – 18т

Установка УРАН – 20.1 предназначена для проведения технологических и ремонтно-восстановительных работ. Использование установки сокращает время и стоимость ремонтных работ, повышает производительность в 2-4 раза по сравнению с применением традиционных способов ремонта скважин. Наша установка может смело конкурировать с аналогичными установками производства США и Канады. Если сравнивать агрегаты по соотношению цена/качество, то российское оборудование лидирует с существенным отрывом.

Преимущества УРАНа над установками других производителей таковы:

- установка размещена на шасси автомобиля Краз-63221, что позволяет передвигаться по дорогам общего пользования, колесная формула бхб обеспечивает повышенную проходимость, упрощается тех. обслуживание автомобиля;
- в гидросистеме применены высокомоментные гидромоторы Danfoss, упростилась конструкция редукторов, вместо импортных гидромоторов можно ставить отечественные МРФ;
- рациональная компоновка оборудования позволяет проводить спуско-подъемные операции, не опираясь на фонтанную арматуру;
- на превенторе есть окно, которое позволяет вести визуальное наблюдение за трубой после прохождения инжектора и проводить замену промывочных насадок, обратных клапанов и инструмента без вывода ДБТ из инжектора;
- установка комплектуется лестницами и площадками с ограждениями, соответствующими требованиям Ростехнадзора, что позволяет безопасно проводить работы по монтажу и демонтажу оборудования;
- контактный уплотнитель (сальник), обеспечивающий проведение спускоподъемных операций под давлением, является разъемным, что дает возможность при необходимости заменять его во время технологической операции;
- имеется приспособление для ремонта трубы;
- подвод технологической жидкости возможен с любой стороны от установки.

Уран достаточно прост в управлении. Монтаж оборудования на устье, или демонтаж установки занимают не более двух часов. Персонал установки состоит из бурильщика КРС и 2 помощников бурильщика.

Наша установка эксплуатируется с мая 2004 года в «НК «Роснефть»-«Краснодарнефтегаз» на Анастасиевско-Троицком и Абино-Украинском месторождениях

Краснодарского края.

За период эксплуатации «УРАН – 20.1» по декабрь 2005 г., бригадой ПиКРС проведены следующие операции:

- | | |
|---|----------|
| – промывка песчаных пробок | 70 опер; |
| – глушение аварийных скважин (без НКТ) | 5 опер; |
| – намыв противопесочных гравийных фильтров | 3 опер; |
| – установка цементных мостов | 3 опер; |
| – ремонтно-изоляционные работы водонабухающими полимерами | 1 опер; |

С помощью нашей установки были успешно проведены экспериментальные работы по ликвидации глухой парафиновой пробки в выкидной линии подземного нефтепровода диаметром 100мм. За 12 часов был промыт участок длиной 800м. Для данного вида работ спроектирована специальная установка. Она будет стоить значительно дешевле.

Показатели надежности УРАНа:

- средняя наработка до отказа – 1000 час.
- средний срок службы до капитального ремонта навесного оборудования- 3 года
- срок службы до списания 9 лет.

Колтюбинговая установка «УРАН – 20.1» имеет разрешение на применение, сертификат соответствия, имеется одобрение типа транспортного средства.

Для обеспечения бесперебойной работы установки мы предлагаем гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание, быструю поставку любых запчастей. В принципе, технический потенциал предприятия позволяет изготавливать запасные части и для импортных установок.

На сегодняшний день разработаны и запущены в производство узлы установки, обеспечивающей работу с трубой Ø 38.1 мм и глубиной спуска до 4000 м. При этом компоновочные варианты предлагаются такие, чтобы остаться в допустимых транспортных габаритах, т.е. передвигаться по дорогам общего пользования без спец. Разрешений. В случае, если транспортировать барабан отдельно, то можно комплектовать установку трубой Ø 44 мм длиной 4000 м.

Итак, как видите, мы выпускаем обширный перечень оборудования и спецтехники для нефтегазовой промышленности. Это позволяет нам становиться комплексным поставщиком для предприятий связанных с добычей нефти и газа, бурением и ремонтом скважин.

Одной из главных задач для нас в данный момент является максимальная эффективность использования своего научно-технического потенциала в интересах заказчика. Мы приглашаем к сотрудничеству и партнерству все нефтегазодобывающие и сервисные предприятия и готовы проводить разработку и внедрение новых идей и технологий.

МАЛОГАБАРИТНЫЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. БЕЗАМБАРНОЕ БУРЕНИЕ

Мищенко Ю.В. (Компания «Техномехсервис»)

Одним из современных способов интенсификации добычи углеводородного сырья стал капитальный ремонт скважин и зарезка вторых стволов. Наряду с большим количеством выпускаемых мобильных буровых установок для этих целей, все большее распространение получают колтюбинговые буровые установки.

Эффективность применения колтюбинговой техники, а также надежность и долговечность гибкой трубы при бурении скважин и зарезке вторых стволов зависит от многих факторов. Одним из них является качество буровых растворов, а конкретнее – содержание в нем твердой фазы. Даже при удачной рецептуре бурового раствора, основанной на применении высококачественных химических реагентов, накопление в нем выбуренной породы способно на 30-40% снизить стойкость долот и механические скорости бурения. Как следствие, увеличивается количество спускоподъемных операций, что естественно приводит к преждевременному износу гибкой трубы. Устранить влияние этого фактора можно только применением современных циркуляционных систем с полномерной системой очистки бурового раствора. Специалисты по бурению уделяют серьезное внимание выбору долот, качеству насосной группы, режимам бурения, вопросы же наземной циркуляции буровых растворов остаются на втором плане. Для малолитражного бурения зачастую адаптируются старые циркуляционные системы с примитивной системой очистки, удаляющей не более 20-30% выбуренной породы. В то же время зарубежные сервисные компании в качестве обязательного условия бурения требуют полномерную систему очистки, и даже отказываются от сервиса при ее отсутствии.

Рассмотрим особенности циркуляционных систем для колтюбингового бурения. Прежде всего, это бурение малолитражное с производительностью промывки, как правило, до 10 л/с. Требуется также небольшой объем бурового раствора на поверхности (до 30-40 м³). Колтюбинговая техника мобильна и транспортабельна, следовательно циркуляционные системы также должны быть мобильными, иметь повышенную монтажеспособность (несколько часов) и транспортные габариты, позволяющие без демонтажа производить их перевозку. Комплектуемое очистное и насосное оборудование должно соответствовать производительности буровых насосов, т. е. применение обычного энергоемкого многолитражного оборудования недопустимо. Требуемое специальное оборудование для малогабаритных циркуляционных систем (МЦС) следующее:

- малогабаритные вибросита СВ1ЛМ-02 и ВСМ;
- песко-илоотделители ПГ22/150, или ПГ15/150 (производительность соответственно 20 и 15 л/с);
- насосы типа ПН или ПРМ с производительностью от 15 до 25 м³/ч;
- центрифуги ОГШ-321 или ОГШ-352;
- дегазатор Каскад 40М или Каскад 20М.

В системе приготовления бурового раствора и в системе приготовления растворов химреагентов также устанавливается малолитражные насосы. Применение в МЦС малолитражного оборудования почти вдвое сокращает потребляемую мощность в системе циркуляции бурового раствора.

Для мобильных циркуляционных систем уже достигнута монтажеспособность несколько часов, транспортировка емкостей и навесного оборудования производится крупноблочно без разборки.

Силовой электрошкаф может быть выполнен отдельным модулем или встроены в торце блока приготовления (рис. 2). Для подключения электропитания нужно только подвести силовую кабель и проверить фазировку.

Несколько слов о шламовых насосах. Это самое неудобное звено в циркуляцион-

ных системах из-за низкой надежности и недолговечности уплотнения. При несвоевременной его подтяжке буровой раствор через уплотнение загрязняет территорию буровой, смена торцевого уплотнения требует полной разборки рабочих органов насоса.

Компания разработала ряд насосов лишенных этого недостатка. Прежде всего, это бессальниковые погружные насосы ПН 12,5/12,5, ПН 20/30, ПН 63/22,5, ПН 75/30. Имеется десятилетний опыт их безремонтной эксплуатации. Освоены также в производстве горизонтальные шламовые насосы 6Ш8-2М, ПРМ 63/22, ПРМ 75/30, ПРМ 12,5/12,5 и ПРМ 20/30 с безнапорными сальниками. Давление на сальнике в рабочем режиме не превышает атмосферного.

Весь перечисленный комплекс оборудования позволяет технологически правильно проектировать и изготавливать циркуляционные системы для всех классов буровых установок. Техническое задание на любую ЦС или МЦС разрабатывается, как правило, после предоставления буровой компанией следующих данных:

1. Требуемый объем бурового раствора на дневной поверхности.
2. Производительность буровых насосов при циркуляции бурового раствора.
3. Высота устья буровой установки и тип буровой установки.
4. Направление сброса шлама с блока очистки и схема расположения емкостей ЦС относительно буровой установки.
5. Комплектность блока очистки.
6. Тип укрытия (жесткое или каркасно-тентовое).
7. Климатическое исполнение емкостей (одинарные стенки и дно, двойные, двойные с утеплителем).
8. Тип отопления, наличие парорегистров в емкостях, парокалориферов и т. д.
9. Тип коллектора выбросит (труба, коробчатый желоб)
10. Тип системы долива
11. Тип коллектора бурового насоса (встроенный в емкости или наружный) и количество обвязываемых емкостей.

Правильно построенная циркуляционная система выдает только нетекущий шлам, минимум наработки избыточного бурового раствора и является основой безамбарного бурения.

Следующим условием безамбарного бурения является обезвреживание отходов бурения. Это избытки бурового раствора, буровой шлам и буровая сточная вода. Соответственно и оборудование для этого: блок коагуляции и флокуляции БКФ, блок обезвреживания шлама БОШ и блок очистки буровых сточных вод БОБСВ.

БКФ представляет систему дозированного смешения пяти компонентов – буровой раствор, вода, коагулянт, флокулянт, в ряде случаев кислота, с последующей подачи этой смеси на центрифугу. БКФ достаточно широко применяются, но для их успешной эксплуатации требуется технический оператор и технолог по подбору рецептуры для обработки бурового раствора. Компания «Техномехсервис» поставила на буровые предприятия около 20-ти БКФ, однако работают они далеко не повсеместно, в т. ч. и по причине отсутствия обученного персонала.

Внутреннее устройство БКФ показано на рис. 5.

Следующее звено безамбарного бурения – блок обезвреживания шлама БОШ. Это изделие нестандартное и у нашей Компании «Техномехсервис» имеется 10 его модификаций. Одна из них на рис. 6. Основное условие успешного применения БОШ – правильно выбранная технология. БОШ – это система приема шлама с буровой, амбара или автомобиля, его смешения с цементом или иным отверждающим составом, выгрузка смеси и ее захоронение или вывоз. Наиболее приемлемо на наш взгляд при бурении складировать шлам в гидроизолированные амбары и разово отверждать его в летний период. Отверждение шлама в процессе бурения, т.е. привязка БОШ к буровой, требует наличия постоянного и немалочисленного персонала, причем недогруженного по причине нестабильного поступления шлама и высокой производительности БОШ. Себестоимость отверждения шла-

ма получается высокой. При складировании же шлама в амбары в летний период можно переработать до 50 м³ шлама в смену и обслужить в течение 2-х - 3-х месяцев несколько буровых. Такой подход позволяет сезонно привлекать сервисные компании, не имея своего собственного постоянного персонала.

Наиболее простое оборудование – блок очистки буровых сточных вод БОБСВ.

Это система отстоя, в которой вода обрабатывается флокулянтами и коагулянтами, осветляется в течение нескольких часов, специальным поплавковым устройством собирается сверху и откачивается насосом БОБСВ. Осадок со дна тем же насосом подается в центрифугу и осветляется. При недостаточном осветлении воду снова подают в БОБСВ на повторную обработку и отстой. Характерно, что реальной потребности в БОБСВ со стороны буровых предприятий пока не наблюдается.

Всю дополнительную информацию, в т. ч. и наши публикации по всем технологическим вопросам Вы найдете на нашем сайте <http://tmc.su>

**ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В
ОАО «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»**

Хитрюк А.Ю. (ОАО «Юганскнефтегаз»)

При производстве геофизических исследований на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» применяются следующие виды каротажей:

1. каротаж в открытом стволе скважин при бурении;
2. исследования скважин при планировании и выполнении ГТМ;
3. исследования скважин согласно регламента ГИС по контролю за разработкой месторождений;
4. специальные исследования:
 - по необсаженным скважинам (открытый ствол скважины во время окончания бурения);
 - исследования через эксплуатационную колонну.
5. прострелочно-взрывные работы.

Для проведения перечисленных каротажей привлекаются Подрядчики ГИС работающие в Юганском регионе на основании проведенных тендеров. Подрядчики выполняющие геофизические услуги:

ООО «Юганскнефтегазгеофизика» – старейшее предприятие г.Нефтеюганска. Оказывает услуги в области геофизических исследований с момента начала разбуривания месторождений ОАО «Юганскнефтегаз».

ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика – оказывает весь спектр геофизических услуг, начиная с 2000 г.

Нефтеюганский филиал ООО «Сибирская Геофизическая компания» – преобразованный филиал ОАО «Томскнефтегеофизика». Оказывает услуги по всем направлениям ГИС с 2002 г.

ОАО «Пургеофизика» – впервые, в 2006 г. начато сотрудничество с этим сервисным предприятием.

Шлюмберже – традиционный партнер ОАО «Юганскнефтегаз» по проведению специальных исследования скважин.

1 Каротаж в открытом стволе скважин при бурении в интервале детальных исследований.

Стандартный комплекс:

- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
- боковое каротажное зондирование (6 зондов);
- боковой каротаж;
- индукционный каротаж;
- резистивиметрия;
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- гамма-каротаж;
- инклинометрия.

Расширенный комплекс:

- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
- боковое каротажное зондирование (6 зондов);
- боковой каротаж;
- индукционный каротаж;
- резистивиметрия;
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- гамма-каротаж;
- инклинометрия;

- кавернометрия;
- боковой микрокаротаж;
- микрокаротаж;
- гамма-гамма плотностной каротаж;
- акустический каротаж;
- высокочастотное индукционное каротажное;
- изопараметрическое зондирование.

2 Геофизические работы, выполняемые при планировании и сопровождении ГТМ:

- обследование технического состояния колонны;
- определение качества цементирования;
- определение характера насыщения;
- определение профиля притока до и после проведения ГТМ;
- определения профиля притока, источника обводнения, заколонные перетоки;
- определения глубины забоя;
- определение глубины установки скважинного оборудования;
- прострелочно-взрывные работы.

3 Исследования скважин, согласно регламента ГИС, по контролю за разработкой месторождений:

Основные виды исследований:

- профиль приемистости и оценка технического состояния эксплуатационной колонны;
- профиль притока, источник обводнения, заколонные перетоки;
- мониторинг месторождений по изменению ВНК и определения остаточного характера насыщения.

Основная задача контроля за разработкой геофизическими методами – повышение нефтеотдачи пластов. Достигается – системным контролем. Это возможно при:

- проведение периодических плановых исследований (по РД 153-39.0-101-01);
- блочные исследования Проведение исследований скважин участка залежи в компактные сроки;
- выполнение целевых исследований и программ (как способ обеспечения эффективного мониторинга разработки месторождения);

4 Специальные исследования.

В обсаженной колонне:

- промысловые исследования в горизонтальных скважинах аппаратурной сборкой SONDEX;
- исследование скважин под действующим электроцентробежным насосом;
- по необсаженным скважинам (открытый ствол скважины во время окончания бурения);
- исследования через эксплуатационную колонну;
- метод акустической оценки (высоты и направления) трещин SonFracMap.

5 Прострелочно-взрывные работы.

При производстве прострелочно-взрывные работы применяются все существующие в отечественной промышленности перфорационные системы и перфорационные системы компании Шлюмберже.

В 2005-2006 успешное проведение ориентированной по азимуту перфорации:

- на каротажном кабеле;
- на трубах НКТ;
- щелевая ориентированная перфорация.

При проведении прострелочно-взрывных работах применяются новые технологии:

1. Полный переход на использование при производстве ПВР новой модели хво-

- стовиков перфораторов (без компенсаторов), необходимых для предотвращения попадания осколков кумулятивных зарядов на забой скважины;
2. Использование корпусов перфораторов длиной 6 метров;
 3. Организация мастерских для снаряжения перфораторов на складах ВМ, что позволит производить выезд на скважину со снаряженными перфораторами, и тем самым сократить до минимума время задерживания скважины отрядом, выполняющим ПВР;
 4. Начата опытная эксплуатация автомобиля КАМАЗ с полуприцепом для перевозки снаряженных корпусов перфораторов длиной 6 метров и более и стационарным погрузочным манипулятором, позволяющим производить процесс погрузки-разгрузки перфораторов в максимально сжатые сроки;
 5. Внедрение в эксплуатацию на каротажно-перфораторных станциях автоматизированного рабочего места «Перфорация», а также оснащение отрядов, выполняющих ПВР, локаторами муфт, спускаемых совместно с перфораторами. Это позволит:
 - автоматизировать процесс привязки перфоратора к вскрываемому интервалу;
 - повысить точность привязки;
 - исключить дополнительный спуск прибора для контроля выполненной перфорации, так как при наличии в сборке перфоратора локатора муфт, контроль будет выполняться во время завершающего спуска перфоратора.
 6. Разрабатывается усовершенствованная конструкции перфосистемы ПКО-89 для возможности вертикальной сборки корпусов на устье скважины и увеличения длины собранного перфоратора до 9 метров.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕРИАЛА АКОР-БН 102 НА ЗЛОДАРЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Алонов, С.В. Бобриков («КамНИИКИГС»)

Большинство месторождений Пермского края вступили в позднюю стадию разработки, для которой характерна высокая степень обводнённости продукции, связанная с заколонными перетоками, подтягиванием подошвенных вод и прорывами вод по наиболее высокопроницаемым либо недонасыщенным пропласткам.

К таким месторождениям можно отнести и Злодаревское месторождение нефти, расположенное в южной части Верхнекамской впадины. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1050 – 1550 м. и сложены карбонатными (известняки и доломиты) и терригенными (аргиллиты, алевролиты и песчаники) породами. Эффективная мощность пластов 2 – 3,5 м. Пористость (по скв. 310 для каширских и бобриковских отложений) 10 – 20%, проницаемость – 0,33 мкм², пластовая температура 23,5 – 27 °С, текущее пластовое давление 8,5 МПа, парафинистость 3,3 – 3,5%.

В связи со значительной обводненностью продукции (см. табл. 1,2) поиск новых химических реагентов и технологических решений для ремонтно-изоляционных работ (РИР) и модернизация старых приобретают все большую актуальность.

Основными требованиями, которые могут быть предъявлены к реагентам, для обеспечения положительного эффекта РИР могут быть следующие:

- однокомпонентность;
- селективность отверждения;
- селективность проникновения в обводненные интервалы пласта;
- полнота отверждения;
- регулируемость времени отверждения;
- независимость отверждения от минерализации и типа воды;
- гомогенность;
- высокая адгезия к породе;
- способность образовывать водонаполненные композиции;
- низкая температура замерзания базового материала;
- низкая стоимость;
- длительный срок хранения и др.

В соответствие с этими требованиями значительный интерес представляют кремнийорганические соединения, составы, на основе которых обладают свойствами, позволяющими применять их для водоизоляции в широком диапазоне геолого-физических условий, обеспечивая высокую надежность работ при условии адаптации технологии для воздействия на конкретный объект.

Для применения в условиях Злодаревского месторождения был выбран алкоксикремнийорганический материал АКОР БН-102, разработанный ООО «НПФ «Нитпо». С целью уточнения его физических характеристик и технологических параметров закачки были проведены следующие серии лабораторных экспериментов:

1. Изучение влияния температуры окружающей среды на время гелеобразования, потери текучести и отверждения состава;
2. Исследование действия кислот на жидкие и застекловывшиеся материалы АКОР-БН 102;
3. Изучение влияния минерализации воды на время и полноту отверждения состава, прочность и усадку получившегося камня;
4. Исследование адгезии к породе;
5. Определение способности реагента образовывать водонаполненные композиции.

В результате опытных работ по выяснению влияния температуры на время отвер-

ждения состава было определено, что понижение температуры, например с 40 до 20 °С увеличивает время гелеобразования более чем на 3 часа.

Учитывая, что при приготовлении состава происходит экзотермическая реакция, в результате которой температура смеси повышается до 30-50°С, влияние пластовых температур (в случае Пермского Прикамья) на время отверждения материала можно исключить. Однако необходимо отметить, что при проведении работ в зимних условиях, охлаждения смеси следует избегать.

При проверке кислотоупорности было установлено, что все основные кислоты, применяемые при работах на скважине (соляная, уксусная) и их смеси, существенного влияния на прочность образовавшегося камня не оказывают, в то время как добавка растворов кислот при приготовлении материала приводит к уменьшению времени отверждения состава.

Очевидно, применение растворов кислот в качестве соотвердителей позволит уменьшить количество базового материал АКОР-БН 102 для приготовления водонаполненного состава что позволит существенно снизить затраты на проведение РИР, и, кроме того, даст возможность регулировать время, необходимое для его стеклования, в широких пределах.

Изучение возможности использования максимально водонаполненных композиций показало, что оптимальное соотношение исходного реагента и воды, при пластовых температурах, характерных для Пермского Прикамья и воды, используемой при заводнении на Злодаревском месторождении, равно 1 : 3.

Остальные серии экспериментов дали удовлетворительные результаты:

- адгезия материала и к карбонатным и к терригенным образцам сравнима с прочностью отвержденного состава; составы АКОР БН способны также консолидировать частицы породы, что играет значительную роль в слабосцементированных коллекторах;
- при использовании в качестве соотвердителей кислот определенное значение приобретает минерализация используемой воды, что приводит к необходимости контрольного определения продолжительности гелеобразования; отрицательное влияние на время отверждения может оказать присутствие в воде углеводов.

Основываясь на лабораторных испытаниях состава АКОР-БН 102 и рекомендациях разработчика реагента ООО «НПФ «Нитпо», на Злодаревском месторождении были проведены опытные работы на скв. №№ 208, 310.

В скв. 208 РИР проводились по следующей схеме: закачка водонаполненного состава АКОР-БН, в объеме 4 м³, закачка буферной жидкости – 6м³. Результаты РИР представлены в таблице 1.

Табл. 1

скв. 208			
Отложения	C _{1tl+bb}		
Тип коллектора	Терриг.	Дебит нефти до РИР, т	2,5
Мощность, м	2,0	Обводненность до РИР, %	52,0
Тип обводнения	подошвенное	Дебит нефти после РИР, т	3,6
Объем закачки, м ³	4,0	Обводненность после РИР, %	27,0
Продолжительность эффекта		7 мес.	

В скв. 310 закачка водонаполненного состава АКОР-БН проводилась по такой схеме: 3м³ АКОР + 2м³ воды + 3м³ АКОР + продавка 6м³ воды. Лабораторные эксперименты показали, что закачка кислот, кроме прямого эффекта и очистки призабойной зоны пласта позволяет ускорить начало стеклования тампонажного состава, поэтому в скв. 310 после РИР проводилась обработка призабойной зоны. Результаты РИР в скв. 310 представлены в

таблице 2.

С целью выравнивание профиля приемистости в нагнетательной скважине были проведены изоляционные работы. Закачка водонаполненного состава АКОР-БН проводилась по вышеописанной схеме. Результаты РИР в нагнетательной скв. 304 представлены в таблице 3.

Табл. 2

скв. 310			
Отложения	C_{1v}		
Тип коллектора	Карб.	Дебит нефти до РИР, т	1,0
Мощность, м	3,3	Обводненность до РИР, %	80,1
Тип обводнения	подошвенное	Дебит нефти после РИР, т	2,6
Объем закачки, м ³	6,0	Обводненность после РИР, %	39,0
Продолжительность эффекта		5 мес., продолжается	

Табл. 3

скв. 304 (нагнетательная)			
Вид работ:		Выравнивание профиля приемистости	
Отложения:	C_{1v}	Приемистость до РИР, м ³ /с	275
Тип коллектора:	Карб.	Давление закачки до РИР, мПа	5
		Приемистость после РИР, м ³ /с	130
		Давление закачки после РИР, мПа	10
Продолжительность эффекта		Продолжается	

Таким образом, применение тампонажного материала АКОР-БН 102 по адаптированной технологической схеме не только позволяет существенно снизить количество воды в добываемой продукции и надежно изолировать обводнившиеся пласты, либо наиболее высокопроницаемые пропластки в нагнетательных скважинах, но и добиться повышения нефтеотдачи.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДЫШЬ ЗАО «ЮГНЕФТЕГАЗ»

С.В. Евстифеев (ООО «ИННОЙЛ»);
В.В. Горбунов (ОАО «НК Роснефть-Краснодарнефтегаз»);
А.С.Осемянц (ЗАО «Югнефтегаз»)

В процессе разработки месторождения ряд скважин работает гораздо ниже своих потенциальных возможностей. Это обусловлено рядом причин, но одной из основных является взаимодействие глинистых минералов и воды.

Естественная проницаемость пласта сохраняется лишь до его вскрытия в процессе бурения и зависит от физико-химического и гранулометрического состава минералов и пластового флюида. Но в процессе вскрытия пласта в него поступает фильтрат промывочной жидкости. Его количество и глубина проникновения, при прочих равных условиях, определяется перепадом давления (репрессия) на пласт в процессе его вскрытия. Величина репрессии, по промысловым данным, может достигать 15...20 МПа. При этом, фильтрат бурового раствора, проникая в пласт, вызывает набухание глинистых частиц, а также удерживается в пористой среде капиллярными силами и вытесняться из поровых каналов может лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины. При столь высоких репрессиях глубина зоны проникновения фильтрата может достигать до 10 и более метров.

Это явление называется гидратацией. Возможны два основных механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоёв воды на плоские поверхности кристаллических решёток частиц и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц.

В тех случаях, когда глинистые отложения, под действием вышележащих слоёв осадочных пород уплотняются, адсорбированная глинистыми минералами вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения, типа и объёмной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов и некоторых других факторов. При вскрытии пластов содержащих глинистые отложения, обезвоженная глина начинает адсорбировать воду, увеличиваясь в объёме. Это явление может вызвать не только закупорку каналов, но и дестабилизировать ствол скважины, что проявляется в виде пластичного течения породы, состоящей преимущественно из натриевого монтмориллонита.

Несколько иной механизм действия, но вызывающий аналогичные явления, может происходить при осмотическом набухании глин. Сущность его заключается в следующем. Вследствие поверхностной диссоциации глинистых частиц, а также растворения солей, находящихся в породе, между поровой водой, а также водой, взаимодействующей с глиной, возникают градиенты концентраций, которые вводят в процесс гидратации осмотические силы. Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями глин больше их концентрации в основной массе водного раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего расстояние между слоями увеличивается и появляется возможность образования диффузионных частей двойных электрических слоев.

Помимо фильтрата, твёрдая фаза также проникает в пласт, что приводит к его закупорке. Экспериментально установлено, что при проницаемости 0,38...0,6 мкм² происходит наибольшая закупорка пор прискважинной зоны пласта и сильно затрудняет вымыв фильтрата и глинистых частиц из пласта в скважину при обратном потоке.

Исходя из вышеизложенного, существуют три варианта химического воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения её проницаемости.

1. Растворение глинистых частиц. Для этого используют различные варианты ки-

слотных и глинокислотных обработок, направленных на растворение глинистых частиц, однако данные составы воздействуют не только на саму глинистую частицу, а и на силикатные цементы.

2. Изменение обменного комплекса. Данные технологии предназначены для предотвращения пептизации глинистых частиц, находящихся в пласте. Для этого используют водные растворы электролитов содержащих ионы K^+ , NH_4^+ которые предотвращают набухание глин. Концентрация электролитов в таком растворе должна превышать концентрацию электролитов, содержащихся в пластовой воде. Наиболее оптимально использовать подобные составы для промывки скважин.
3. Разрушение глинистых частиц (разглинизация). Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор аммонийсодержащего вещества, кислота и катализатор. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из порового пространства.

Работы по интенсификации притока в скважинах ООО «Югнефтегаз» начали проводиться с июня 2002г. Для интенсификации притока использовались две технологии, разработанные в ООО «ИННОЙЛ»: разглинизация призабойной зоны пласта с применением разглинизирующего реагента РР и воздействие на пласт гидродинамическим пульсатором давления (ГПД).

Внедрение этих технологий проводилось на месторождении Дыш (I горизонт), т.к. другие объекты разработки площадей Ключевое, Южно-Ключевое, Узун и Дыш (II горизонт) практически выработали свой энергетический потенциал и запасы нефти.

Особенностью залежи I горизонта на месторождении Дыш является ее приуроченность к «песчаному заливу», имеющему большую протяженность по простиранию 14,2 км и весьма незначительные поперечные размеры – 1,6 км. Разрез моноклинали характеризуется широким развитием глинистой толщи майкопской серии, содержащей в средней части несколько песчаных горизонтов представленных чередованием слоев (от 0,3 до нескольких метров толщиной) серых кварцевых песчаников разной степени уплотнения и темно серых известковистых глин. Толщины I горизонта изменяются от 180м до нуля.

Окатанность обломочного материала слабая, преобладают угловатые и угловато-окатанные формы зерен с плохо отсортированными разностями. Обломочные материалы расположены в природном цементе хаотически. Цемент гидрослюдистый, иногда хлоритизированный, монтмориллонито-гидрослюдистый и кремнисто-глинистый.

Содержание цементирующего вещества изменяется в пределах 5-25%. При его содержании до 10% тип цементации пленочный, контактовый, а свыше 10% - появляются неполно-поровые, поровые и базальные цементы. Глинистые породы и глины темно-серые, буроватые слабо размокающие или рыхлые, некарбонатные. Текстура их слоистая, иногда сланцеватая со слойками, содержащими растительные и органические остатки, слюду или весьма тонкие (5-10 см) прослойки алевролитовых и алевролито-песчаных разностей. Наличие в глинах значительного количества минералов с разбухающими пакетами придает им высокие флюидоупорные свойства.

В период с июня 2002г по май 2004г. было обработано 15 скважин. Из них – 12 скважин по технологии реагентной разглинизации с применением разглинизирующего реагента РР, 2 скважины – с применением ГПД и 1 скважина – ГПД + разглинизация.

Из 12 скважин обработанных по технологии реагентной разглинизации на двух скважинах № 195 и 126 из-за низкого результата произведен дострел верхней пачки I горизонта.

Хорошие результаты получены на скважинах №№ 453, 159, 204 и 410 дополнительная добыча по ним составила 857т, 1154т, 631т и 222т соответственно, скважины №

453 и 159 работают с превышением первоначального дебита уже в течение 26 и 23 месяцев соответственно, а скважина № 204 и 410 – 13 и 9 месяцев.

Итого из 12 обработанных скважин методом реагентной разглинизации 7 скважин находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам (с учётом неудачных обработок) вырос в 2 раза – с 20,5т/мес. до 41,6т/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2004г. составила 3605т. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 300,4т, результаты представлены в таблице 1. Все скважины были обработаны без привлечения бригад КРС и ПРС, что минимизирует стоимость обработки. Успешность обработок составляет 83%.

Таблица 1

№ п.п.	№ скв.	Q _n до возд. т/мес.	Q _n сред. после воздействия т/мес.	Доп. добыча т	Отработано месяцев	Примечания
1	457	44	54,4	130	10	Конец эффекта
2	195	1	После обработки увеличение дебита в пределах ошибки замера			
3	453	1	34	857	26	В работе
4	159	12	64,7	1154	23	В работе
5	432	34	60,8	294	10	Конец эффекта
6	126	15	Результата нет			
7	204	42	90,5	631	13	В работе
8	360	12	22,8	99	8	Конец эффекта
9	410	40	61,7	222	10	В работе
10	421	6	15,3	57	6	В работе
11	433	30	38,2	65	5	В работе
12	436	9	57	96	2	В работе
Итого		20,5	41,6	3605		

Общепризнанно, что кислотные обработка ПЗП и их варианты являются эффективным средством для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, но при этом продукты реакции остаются в ПЗП и продолжают закрывать часть пор, препятствуя прохождению нефти к забою скважины. Для их удаления применяются различные методы: от простой промывки, до использования методов имплозии и струйных насосов. В основном все эти методы носят статический характер воздействия на ПЗП, т.е. предназначены для создания депрессии на пласт. Но ряд работ показывает, что более эффективными методами, являются методы динамического воздействия на пласт знакопеременными давлениями.

Для реализации данного метода был разработан гидродинамический пульсатор давления ГПД. При работе ГПД в подпакерной зоне возникает явление знакопеременного колебания давления с амплитудой, зависящей от перепада давления на ГПД, т.е. автоколебания столба жидкости, что приводит к усталостному разрушению ПЗП, образованию в ней трещин и удалению из них закупоривающего материала.

Три скважины №№ 366, 136 и 41 были обработаны с применением ГПД, причём на скважине № 41 была проведена комплексная обработка - ГПД+ разглинизация, результаты представлены в таблице 2.

Итого из трёх обработанных скважин с применением ГПД две скважины находятся в работе. Среднемесячный дебит нефти по всем скважинам вырос на 72% – с 22т/мес до 37,9т/мес. Дополнительная добыча с начала работы и до сентября 2004г. составила 1036т. Средняя дополнительная добыча на 1 скважину составляет 345,3т. Обработка этих сква-

жин проводилась с привлечением бригады КРС.

Таблица 2

№ п.п.	№ скв.	Q _n до возд. т/мес.	Q _n сред. после воздействия т/мес.	Доп. до- быча т	Отработано месяцев	Примечания
1	366	10	35,4	687	24	В работе
2	136	41	51,2	82	8	Конец эффекта
3	41	15	27,2	267	19	В работе
Итого:		22	37,9	1036		

Как видно из результатов обработок, средняя дополнительная добыча скважин обработанных с применением технологии разглинизации и технологии ГПД сопоставимы и составляют соответственно 300,4т/мес и 345,3т/мес.

Общая дополнительная добыча по двум технологиям за весь период составила 4683т.

Выводы:

1. Технология разглинизации с применением разглинизирующего реагента РР показала высокую эффективность при минимальных затратах, т.к. при её реализации не требовалось привлечения бригады КРС или ПРС.
2. Технология ГПД также показала высокую эффективность, но при затратах существенно выше, т.к. для её реализации привлекалась бригада КРС.
3. Возможно, для получения более высокой эффективности по технологии ГПД, необходимо использовать комплексную обработку, т.е. проведение разглинизации и обработка ГПД. Такое комплексное использование технологий, должно дать более высокие результаты и работы в данном направлении будут проводиться.

Список литературы:

1. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985.-509с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ МАРКИ «СУЛЬФАЦЕЛЛ» В ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Широков В.А., Никонова В.И. (ЗАО «Полицелл»)

На нефтяных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки широкое применение находят методы повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанные на повышении коэффициента охвата пластов заводнением. В процессе заводнения нагнетаемая вода фильтруется от нагнетательных скважин к добывающим по отдельным пропласткам, обладающим наименьшими сопротивлениями. При этом значительные зоны продуктивного пласта остаются не вовлеченными в разработку.

С целью создания дополнительного фильтрационного сопротивления в высокопроницаемых зонах на нефтяных месторождениях используются технологии повышения эффективности заводнения обводненных слоисто-неоднородных продуктивных пластов с применением составов на основе экологически чистых эфиров целлюлозы.

Основным ЭЦ, используемым в данной технологии, является ГЭЦ марки «Сульфацилл» производства ЗАО «Полицелл». Технологическая эффективность ГЭЦ отечественного и зарубежного производства находится на одном уровне.

Разработанная технология предусматривает закачку состава на основе ГЭЦ марки «Сульфацилл», содержащей гель-фракцию, в высокопроницаемые, обводненные зоны. Состав закачивают в пласты в виде дисперсии, что значительно снижает механическую и окислительную деструкцию, а также не требует дополнительного оборудования для растворения реагента. Использование такого состава обеспечивает перекрытие промытых высокопроницаемых зон и перераспределение фронта заводнения внутри пласта на зоны, ранее не охваченные заводнением. Блокирование промытых зон происходит за счет перехода водных растворов эфира целлюлозы в малоподвижное или неподвижное состояние.

Количество расходуемой ГЭЦ на одну нагнетательную скважину в среднем составляет 8-10 т. В результате внедрения технологии получено более 3,5 млн. т дополнительно добытой нефти. Удельная технологическая эффективность составляет 380-400 т дополнительно добытой нефти на одну тонну реагента или до 4000 т нефти на одну обработанную скважину при продолжительности технологического эффекта до 3 лет. Повторное применение технологии на ранее обработанных участках также обеспечивает высокий технологический эффект, сопоставимый с первоначальным.

В таблице 1 приведены сравнительные данные Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, по применению наиболее эффективных технологий повышения нефтеотдачи. По показателям «Успешность» и «Продолжительность эффекта» технология с использованием ГЭЦ находится на первом месте, по показателю «Дополнительная добыча нефти на одну успешную обработку» ГЭЦ находятся на уровне сшитых полимерных систем.

ГЭЦ имеют перед ПАА то преимущество, что могут работать при более высокой температуре и в условиях полиминеральной агрессии.

Однако, несмотря на высокие показатели, при истощающихся запасах нефти и все более сложных условиях ее добычи полимерные технологии повышения нефтеотдачи становятся низкорентабельными. Поэтому проводится работа по поиску новых реагентов для вторичной обработки скважин с целью их удешевления, например, путем разработки композиционных реагентов с пониженным содержанием дорогостоящего полимера, или по пути создания таких реагентов, эффективность действия которых значительно выше известных.

С целью повышения эффективности использования эфиров целлюлозы в методах увеличения нефтеотдачи разработаны несколько марок высоковязкой ГЭЦ «Сульфацилл» с вязкостью 2%-ных водных растворов в диапазоне 200-2500 мПас. Применение такого продукта позволит существенно снизить количество полимера в рабочих растворах, а на-

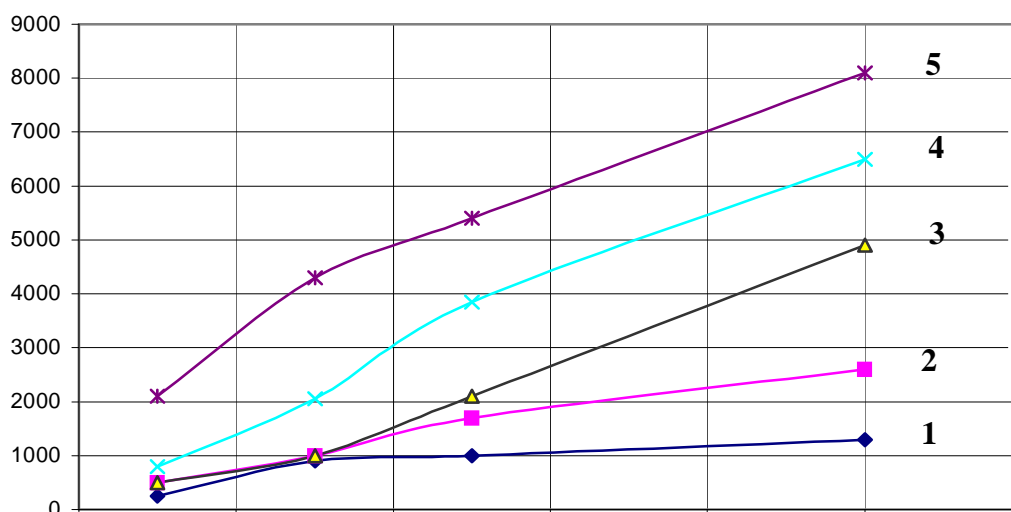
личие в его составе гель-фракции еще более повышает эффективность использования в качестве реагента повышения нефтеотдачи.

Таблица 1 – Сравнительные данные по эффективности применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов

Наименование технологии	Успешность, %	Доп. добыча нефти на 1 успешную обработку, т	Продолжительность эффекта, сутки
Композиция на основе высокомолекулярного стекла	75	1668	1148
Силикат – гелевая композиция	71	1176	1740
Полимерные дисперсно – наполненные системы	67	1189	495
Эфиры целлюлозы	94,3	6456	3056
Сшитые полимерные системы	90,2	> 7000	> 360
ВУС на основе ПАА	84,3	1279	815
Полимер – дисперсная система с гелеобразующей композицией	91	5400	2606

Как реагент повышения нефтеотдачи может быть использована разработанная композиционная система ГЭЦ «Сульфацил» – кремнийсодержащие материалы. Отработаны условия гелеобразования композиции, определены критические концентрации компонентов, а также соотношение компонентов, при которых образуются те или иные гель-системы – от вязкоупругих до систем, представляющих собой взвесь набухших геле-частиц в вязком растворе полимера. Определено, что минимальная концентрация ГЭЦ «Сульфацил», при которой гелеобразование композиционной системы происходит достаточно быстро, в течение нескольких минут, составляет 0,5%. Снижение концентрации композиции в системе приводит к замедлению процессов гелеобразования, что является положительным моментом, т.к. на практике образование геля должно происходить в порах пласта. Для регулирования времени гелеобразования композиционной системы на основе ГЭЦ «Сульфацил» могут быть использованы и другие приемы. Определены условия гелеобразования в системах с минерализованной водой с уровнем минерализации, характерным для месторождений Республики Татарстан. При этом оказалось, что вязкость гель-систем в минерализованной воде значительно превышает вязкость той же гель-системы в пресной воде. Так, на минерализованной воде (рис. 1), несмотря на более низкую концентрацию ГЭЦ, были получены высокоэффективные структурированные гель-системы, вязкость которых значительно превышает соответствующие значения вязкости гелей, приготовленных на пресной воде (кривые 1-2). Вязкость раствора композиции ГЭЦ в минерализованной воде на порядок превышает вязкость раствора той же композиции в пресной воде.

Вязкость, мПа·с



Содержание гель-фракции

1 – 1,50% (пресная вода)

2 – 2,00% (пресная вода)

3 – 0,50% (минерализованная вода)

4 – 0,75% (минерализованная вода)

5 – 1,00% (минерализованная вода)

Рисунок 1 – Эффективность кремнийсодержащих композиционных гель-систем на основе ГЭЦ «Сульфацил» в пресной и минерализованной водах

Таким образом, ГЭЦ «Сульфацил» и его кремнийсодержащие композиции являются технологичными и перспективными реагентами для повышения нефтеотдачи пластов.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНОЛОГИЙ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

Ю.В. Смыков (ЗАО «Троицкнефть»)

Глушение скважин является самым массовым видом воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП), который, как правило, сопровождается рядом негативных последствий, связанных с проникновением в пласт водных растворов минеральных солей. Особенно сильное влияние на добычные возможности скважин жидкости глушения (ЖГ) оказывают в низкопроницаемых гидрофильных коллекторах. В результате поглощения рассолов ПЗП водонасыщенность в ней превышает текущую водонасыщенность самого пласта, что приводит к образованию дополнительного скин-эффекта. Наиболее затруднен вынос ЖГ из призабойной зоны в процессе освоения скважин после ремонта на месторождениях с подсаженным пластовым давлением. На подобных объектах наблюдаются кратное снижение дебита скважин после ремонта и длительный период вывода на потенциал.

С целью исключения потерь нефти после проведения ремонтных работ, а также по экономическим соображениям осуществлено ранжирование всех объектов разработки НГДУ «Ямашнефть» по степени гидрофильности-гидрофобности поверхности горной породы, проницаемости, структуры порового пространства, а также текущего пластового давления.

Необходимо отметить, что геолого-физические параметры (такие, как пористость, нефтенасыщенность, обводненность, глинистость, состав и физико-химические свойства пластовых флюидов и т.д.) горизонтов нефтяных месторождений, относящихся к НГДУ «Ямашнефть», варьируют в достаточно широких пределах. Так, залежи нефти состоят из двух типов коллекторов: карбонатного и терригенного. Открытая пористость изменяется от 0,113 до 0,260, нефтенасыщенность – от 0,61 до 0,89. Диапазон изменений проницаемости находится в пределах от 0,008 до 0,873 мкм²; обводненности – от 7,7 до 80,4 %. Температура пластов указанных месторождений колеблется от 18 до 35 °С.

При выборе технологий и составов для глушения скважин все объекты, разрабатываемые НГДУ «Ямашнефть», для удобства можно поделить на три группы в зависимости от литологии, проницаемости, типа порового пространства.

К I Группе отнесено большинство терригенных объектов разработки, приуроченных к угленосным и девонским отложениям, глушение которых не связано с осложнениями. Смачиваемость горной породы этих месторождений промежуточная.

Ко II группе отнесены низкопроницаемые терригенные девонские объекты, отличающиеся сильной чувствительностью к водной блокаде призабойной зоны. Характер поверхности горной породы гидрофильный.

В III группу включены объекты разработки, приуроченные к угленосным отложениям с карбонатными коллекторами трещиновато-порового типа. Разработка таких залежей ведется либо в режиме истощения, либо с недостаточной компенсацией отбора закачкой. При глушении и промывке таких скважин наблюдается повсеместное поглощение ремонтно-технологических жидкостей. Поверхность порового пространства гидрофобная.

Учитывая, что одним из основных технологических факторов, влияющих как на коэффициент восстановления проницаемости призабойной зоны по нефти, так и на время вывода скважин на режим, является поглощение водных ремонтно-технологических жидкостей, требуется принимать эффективные меры по предотвращению ухода жидкости в пласт. Поэтому для всех случаев, когда текущее пластовое давление меньше гидростатического, необходима постановка блокирующей высоковязкой пачки. Ее реологические свойства должны обеспечить минимальную фильтрацию в трещины и полное блокирование поровой матрицы.

Глушение объектов I группы

Скважины с расчетной плотностью ЖГ больше 1,0 г/см³. Глушение производится

солевыми растворами на основе хлорида натрия (галита) или хлорида кальция с добавками моющих ПАВ, облегчающих вынос ЖГ из ПЗП.

Глушение объектов II группы

Глушение производится солевыми растворами на основе хлорида натрия или хлорида кальция, с обязательной добавкой гидрофобизаторов на основе катионоактивных ПАВ (Нефтенол К, ИВВ-1, Нефтенол ГФ, Синол КАМ и др.).

Глушение объектов III группы

Глушение производится с обязательным применением блокирующего состава. В качестве такого состава могут быть использованы обратные эмульсии.

Для данных объектов ЖГ готовят на солевых растворах на основе хлоридов аммония (калия) или сильвинита (реагента Лиман-600) с обязательной добавкой гидрофобизаторов на основе катионоактивных ПАВ (Нефтенол К, ИВВ-1, Нефтенол ГФ, Синол Кам и др.).

Приготовление специальных составов для ЖГ ведется на специально оборудованных пунктах – так называемых узлах по подготовке технологических жидкостей глушения скважин (УПТЖ). В частности, заказы НГДУ «Ямашнефть» (ОАО «Татнефть») на приготовление технологических жидкостей выполняет ЗАО «Троицкнефть» (дочернее предприятие НГДУ), на территории которого имеется специализированный УПТЖ.

Общий эксплуатационный фонд, относящийся к НГДУ «Ямашнефть», по состоянию на сегодняшний день составляет 1704 скважины. Выбор рецептуры, а также способов приготовления технологических жидкостей УПТЖ осуществляет в соответствии с особенностями геолого-физического строения объектов разработки, степени разработанности пласта, а также технологических условий эксплуатации скважин.

В настоящее время ЗАО «Троицкнефть» продолжает работать над усовершенствованием технологической схемы УПТЖ, над проблемой поиска все более новых экономически дешевых, технологически простых и не ухудшающих коллекторских свойств пласта способов глушений и промывок.

Содержание	Стр.
Приветственное слово. Председатель наблюдательного совета АСБУР, Герой социалистического труда, д.т.н., академик Н.К. Байбаков	5
Приветствие. Генеральный директор ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» В.М. Строганов	5
Конкурс на лучшие новые технологии в области капитального ремонта, бурения нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов. Веселков С.Н. («АСБУР»)	7
Обзор деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» в области ремонта скважин. Кравчук Б.Я. (ОАО «ЛУКОЙЛ»)	10
Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Валеев С.В. (ОАО «Юганскнефтегаз»)	22
Проблемы и пути совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть». Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. (РУП «ПО «Белоруснефть»)	25
Диагностика обводнения добывающих скважин при планировании мероприятий по снижению избыточной добычи воды. Куликов А.Н. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)	33
РИР в системном воздействии на обводненные участки сложно-построенных залежей нефти. Земцов Ю.В. (ООО «КогалымНИ-ПИНефть»)	43
Опыт применения кремнийорганических соединений при проведении ремонтно-изоляционных работ в 2005 году на нефтяных месторождениях Западного Казахстана. Энгельс А.А., Нурпеисов Н.Н. (ТОО «ОТО-ПРОМ»); Строганов А.М., Строганов В.М. (ООО «НПФ «Нитпо»)	49
Опыт проведения водоизоляционных работ на месторождениях ООО «Кубаньгазпром». Евстифеев С.В. (ООО «ИННОЙЛ»), Аносов Э.В., Явнов И.Г., Захаров А.А. (ООО «Кубаньгазпром»)	53
Принципы выбора объектов проведения ГТМ с целью повышения нефтеотдачи пластов. Куликов А.Н., Захаров В.П. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)	57
Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР, пути и перспективы развития. А.М. Строганов, В.М. Строганов (ООО «НПФ «Нитпо»)	60

Совершенствование технологий повышения нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть». Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Макаревич А.В., Пысенков В.Г., Пирожков В.В. (РУП «ПО «Белоруснефть»)	70
Кремнийорганическая жидкость «СИЛОР» для повышения нефтеотдачи пластов. Ф.М. Палютин, В.А. Бабурина, С.В. Борисоглебский (ОАО «Казанский завод синтетического каучука»)	78
Крахмальный реагент «БурС» – эффективный понизитель водоотдачи буровых растворов и жидкостей глушения. Лышко О.Г. (Кубанский государственный технологический университет, ООО «Бурение-Сервис»)	80
Математическая модель по обоснованию объемов закачки и прогноза технико-экономических показателей применения СПС для повышения нефтеотдачи пластов. Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Мухамедшин Р.К. (ООО «ЮНГ НТЦ Уфа»)	84
Критерии подбора методов предотвращения и удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Турукалов М.Б., Строганов В.М. (ООО «НПФ «Нитпо»)	86
Комплексная реализация технологий с применением методов ГАШ и УГСВ-3 при ремонте скважин и увеличении флюидоотдачи коллекторов. Янычек Б.И. (ООО ПКФ «Недра-С»)	93
Применение полимер-гелевой системы РИТИН-10 на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири в 2005 году. Халимов М.А., Легаев Я.В. (ОАО «Когалымнефтепрогресс»)	97
Получение акриловых полимеров с заданными свойствами для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Лобанов Ф. И., Минибаев В. В. (ООО «Дегусса Евразия»)	99
Изолирующий состав для капитального ремонта скважин. Серебренникова Э.В., Миненков В.М., Бурькин А.Н., Заворотный А.В. (ООО «Научно-производственная компания «ЭКСБУР К ^о »)	102
Гидроимпульсное освоение скважин установкой УГОС-М. Опыт внедрения технологии в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». А.Г. Газаров, Ю.В. Земцов (ООО «КогалымНИПИнефть»)	103
Метод «местных» циркуляций. Зименков С.В., Малиновкин В.И. (ООО «Мегион-Сервис»)	109
Бурение вторых стволов скважин с горизонтальным окончанием – как метод повышения нефтеотдачи пластов на Курраганском месторождении Западной Сибири. Халимов М.А., Легаев Я.В. (ОАО «Когалымнефтепрогресс»)	116

ОАО «Первомайскхиммаш» для нефтегазового комплекса. Гладышев А.Б., Белик В.Б. (ОАО «Первомайскхиммаш»)	119
Малогобаритные циркуляционные системы для капитального ремонта скважин. Безамбарное бурение. Мищенко Ю.В. (Компания «Техномехсервис»)	122
Организация геофизических исследований в ОАО «Юганскнефтегаз». Хитрюк А.Ю. (ОАО «Юганскнефтегаз»)	125
Опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении. А.А. Алонов, С.В. Бобриков («КамНИИКИГС»).	128
Опыт применения технологий по интенсификации притока на месторождении Дыш ЗАО «Югенфтегаз». С.В. Евстифеев (ООО «ИННОЙЛ»); В.В. Горбунов (ОАО «НК Роснефть-Краснодарнефтегаз»); А.С.Осепянц (ЗАО «Югнефтегаз»)	131
Применение гидроксипропилцеллюлозы марки «Сульфаксел» в технологии повышения нефтеотдачи пластов. Широков В.А., Никонова В.И. (ЗАО «Полицелл»)	135
Разработка и внедрение комплекса технологий щадящего глушения скважин. Ю.В. Смыков (ЗАО «Троицкнефть»)	138
Содержание	140



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» была создана в 1991 году.

Основная деятельность ООО «НПФ «Нитпо» – предоставление комплексных научно-исследовательских, инжиниринговых и сервисных услуг, а также поставка реагентов, материалов и оборудования для строительства и ремонта скважин.

Одним из основных направлений работы фирмы является ограничение водопритоков в нефтяных и газовых скважинах составами АКОР БН.

Применение технологии ограничения водопритоков составами АКОР БН позволяет:

- уменьшить обводненность добываемой продукции;
- ликвидировать заколонные перетоки воды и газа;
- устранить негерметичность эксплуатационной колонны;
- подключить в работу ранее не работавшие пропластки.

С 2000 года проведено более 750 ремонтно-изоляционных работ с использованием материалов АКОР БН. Ранее РИР проводились тампонажными составами АКОР Б.

ООО «НПФ «Нитпо» накоплен обширный научный и практический опыт, позволяющий эффективно внедрять новые технологии в области повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин. Важный элемент стратегии ООО «НПФ «Нитпо» – приверженность принципам партнерства и развития долговременного сотрудничества.

Адрес: г. Краснодар, ул. Котовского, 42, 4 эт, офис 12
Тел/факс. (861) 216-83-63; 216-83-64; 216-83-65, 210-04-12
nitpo@mail.ru, nitpo@nitpo.ru
www.nitpo.ru





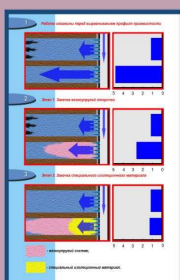
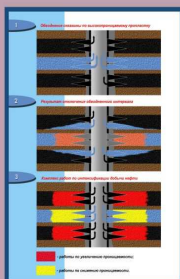
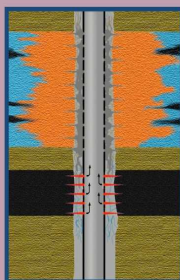
WWW.NITPO.RU

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
"Нитпо"

Россия,
350063, Краснодар,
а/я 4358

Тел.: (861) 216-83-63, 216-83-64
Факс: (861) 216-83-65, 210-04-12
e-mail: nitpo@nitpo.ru, nitpo@mail.ru

ПРЕДЛАГАЕМ СОТРУДНИЧЕСТВО



В ОБЛАСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

- ограничение водопритоков в нефтяных и газовых скважинах
- ликвидация заколонных перетоков воды
- ликвидация заколонных перетоков газа
- отключение отдельных обводнившихся интервалов пласта, в том числе при переходе на нижележащий горизонт
- выравнивание профилей поглощения в нагнетательных скважинах
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн (негерметичность резьбовых соединений, порывы колонн)
- направленные кислотные обработки, в том числе в скважинах с обводненной продукцией
- крепление призабойной зоны в слабосцементированных коллекторах
- глушение скважин
- временная блокировка пласта перед проведение различных видов ремонта скважин

В ОБЛАСТИ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

- поставка материалов, реагентов, технологической оснастки и оборудования для интенсификации добычи нефти, газа и ремонта скважин
- производство спеццементов

ФОРМА СОТРУДНИЧЕСТВА

- поставка спеццементов, материалов, реагентов, технологической оснастки и спец. оборудования для добычи нефти, бурения и капитального ремонта скважин

Если Вас заинтересовали наши предложения,
мы готовы выслать дополнительную информацию

Генеральный директор:
Строганов Вячеслав Михайлович
Тел./факс: (861) 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65, 210-04-12

Зам. генерального директора по науке:
Строганов Александр Михайлович
Тел./факс: (861) 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65, 210-04-12

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
"Нитпо"



WWW.NITPO.RU

Россия,
350063, Краснодар,
а/я 4358

Тел.: (861) 216-83-63, 216-83-64
Факс: (861) 216-83-65, 210-04-12
e-mail: nitpo@nitpo.ru, nitpo@mail.ru

Инжиниринговое обеспечение ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритоков в нефтяных и газовых скважинах с использованием составов АКОР БН

К использованию предлагается высокоэффективная технология ремонтно-изоляционных работ ТВИКОР, направленная на ограничение водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах и интенсификацию добычи углеводородов

Технология ТВИКОР применима:

- при пропластковом обводнении;
- при подошвенном обводнении;
- для ликвидации водопритоков по негерметичному цементному кольцу;
- для выравнивания профилей приемистости в нагнетательных и паронагнетательных скважинах.

Технология ТВИКОР основана на применении кремнийорганических тампонажных материалов серии АКОР БН

Составы АКОР БН обладают уникальным комплексом свойств:

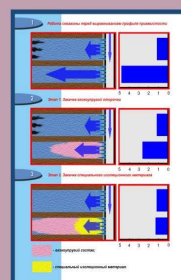
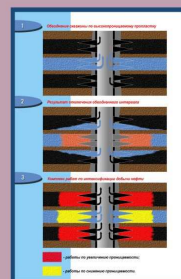
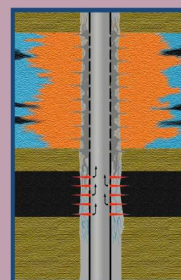
- малая вязкость;
- гомогенность;
- селективность проникновения в обводненные интервалы пласта;
- селективность отверждения;
- регулируемость времени отверждения;
- полнота отверждения;
- отверждение независимо от минерализации воды;
- высокая адгезия к породе;
- возможность использования в широком интервале температур (от -5 до +300 °С);
- способность образовывать водонаполненные композиции;
- низкая температура замерзания базового материала (ниже -50 °С);
- длительный срок хранения.

Обладая обширным опытом ремонтно-изоляционных работ кремнийорганическими тампонажными материалами группы АКОР на двух с половиной тысячах нефтяных и газовых скважин России, СНГ и Чехии с различными горно-геологическими условиями, мы можем адаптировать технологию к условиям Ваших месторождений.

Результатом работ по технологии ТВИКОР, как правило, является не только снижение обводненности продукции, но и увеличение добычи нефти или газа за счет подключения в работу ранее не работавших или слаборазработавших пропластков и интервалов пласта.

В ходе выполнения договора производится: адаптация технологии, выбор скважин, подбор оптимальных рецептов, выработка технологических схем ведения работ на скважине, составление технологических планов, контроль за ведением работ на скважине, поставка тампонажных материалов.

Зам. генерального директора по науке:
Строганов Александр Михайлович
Тел.: (861) 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65, 210-04-12





**Всероссийская Ассоциация
«Конференция независимых буровых и
сервисных подрядчиков» (АСБУР)**

Всероссийская Ассоциация «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» (АСБУР) создана независимыми буровыми и сервисными предприятиями в 2003 году и призвана координировать деятельность членов АСБУР в сфере сервисного обслуживания нефтедобывающей отрасли и защищать их корпоративные интересы.

В настоящее время АСБУР объединяет 20 сервисных компаний, производящих буровые, капремонтные, инжиниринговые, технологические работы на нефтяных и газовых скважинах.

АСБУР проводит работу по сбору, анализу и внедрению новых и новейших технологий. АСБУР выступил инициатором конкурса на лучшие новые технологии в области бурения, капитального ремонта нефтяных и газовых скважин и интенсификации добычи углеводородов.

Миссия:

Мы должны добиться того, чтобы потенциал каждого нашего участника был равен суммарному потенциалу всех.

Главная цель:

Объединить производственные и технологические потенциалы независимых буровых и сервисных предприятий для упрочнения их позиций на рынке через расширение спектра и качества.

Основные цели и задачи Ассоциации:

- объединение научных, технических, производственных потенциалов участников для расширения ассортимента услуг каждого из участников и максимального удовлетворения потребностей заказчиков;
- помощь участникам Ассоциации в приоритетном получении заказов в виде прямых подрядов или субподрядов на производство буровых, ремонтных и сервисных работ;
- обмен опытом с зарубежными коллегами и первоочередное ознакомление участников с передовым научно-практическим опытом, технологиями и оборудованием для бурения, ремонта и сервиса;
- помощь участникам Ассоциации в обучении и повышении квалификации работников предприятий-участников в отраслевых ВУЗах и на курсах повышения квалификации на льготных условиях;
- распространение рекламных материалов участников Ассоциации через СМИ и PR-мероприятия Ассоциации;
- помощь участникам Ассоциации техникой, оборудованием, новыми технологиями, квалифицированными кадрами.

Адрес: 127434, г. Москва, ул. Дубки 4а
Тел. (495) 977-97-00, 977-97-27, факс 977-97-33
info@asbur.ru
www.asbur.ru

ЗАО «Нефтегазовая компания «Стройтрансгаз-ойл»

Закрытое акционерное общество «Нефтегазовая компания «Стройтрансгаз-ойл» основано 7 октября 1999 года.

Компания участвует в реализации крупных нефтяных и газовых проектов на территории Российской Федерации и ряда зарубежных стран.

Располагая высококвалифицированными кадрами, Компания имеет опыт управления проектами в области геологического изучения недр, проведении разведочного и эксплуатационного бурения, разработки месторождений нефти и газа.

В ЗАО «НК «Стройтрансгаз-ойл» активно ведется изобретательская деятельность. Специалистами Общества в соавторстве с работниками других нефтегазовых компаний получено 13 Патентов РФ на изобретения.

Компания всегда открыта для эффективного сотрудничества с отечественными и зарубежными партнерами в реализации нефтегазовых проектов.

Телефон: (495) 113-46-07

Факс: (495) 310-60-20

E-mail: stg-oil@mail.ru

Генеральный директор: Зимин Сергей Петрович

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

(Сборник докладов Международной научно-практической конференции
г. Геленджик, Краснодарский край
25-28 апреля 2006 г.)

Перевод – М.Б. Турукалов

Верстка – М.Б. Турукалов

Сдано в набор 11.08.2006 г. Подписано в печать 8.09.2006 г.
Формат бумаги 210×297. Бумага листовая для офисной техники.
Гарнитура «Times New Roman». Печать лазерная полноцветная.
Тираж 300 экз.

ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»
350004, г. Краснодар, ул. Артиллерийская, 259/3
Тел/факс: (861) 216-83-63; 216-83-64; 216-83-65; 210-04-12
e-mail: nitpo@mail.ru, nitpo@nitpo.ru
www.nitpo.ru

