

Министерство топлива и энергетики  
Российской Федерации  
Евро-Азиатское геофизическое  
общество  
Ассоциация научно-технического  
и делового сотрудничества по геофизическим  
исследованиям и работам в скважинах



# Каротажник

*Научно-технический  
вестник*

ТВЕРЬ

72

*Ассоциация научно-технического  
и делового сотрудничества  
по геофизическим исследованиям  
и работам в скважинах  
(Ассоциация АИС)*

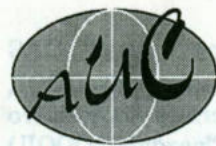
**приглашает работающие в сфере  
ГИС организации,  
предприятия, компании и фирмы  
нефтегазового профиля  
стран СНГ вступить в члены АИС**

**Нам  
уже 10 лет, и нас уже 212!**

**По запросу любой организации мы  
готовы немедленно направить подробную  
информацию о нашей Ассоциации,  
условиях вступления, выслать копии  
учредительных документов**

**Обращайтесь! Пишите! Звоните!**

*Место Вашей организации  
в Ассоциации АИС  
вакантно!*



**Научно-технический  
вестник**

Год издания девятый

**РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ**

Председатель:

**Е. М. Пятецкий**  
(главный редактор)

Члены совета:

Д. Г. Байков  
П. А. Бродский  
Е. Н. Калякина  
В. М. Михайлов

**КАРОТАЖНИК**

**Выпуск 72**

**Издательство "АИС"**

Россия, 170000, г. Тверь,  
ул. Новоторжская, 12 Б

Лицензия ЛР № 030838  
от 29 июня 1998 г.

Свидетельство № 017581  
от 29 июня 1998 г.

Подписано в печать 19.07.2000.

Формат 60/84 1/16.

Печать офсетная.

Усл. печ. л. 9,8. Уч.-изд. л. 10,7.

Тираж 1450. Зак. № 314.

Отпечатано в типографии

"Издательство ГЕРС".

© Издательство "АИС", 2000

**ТВЕРЬ**

**2000**

## В выпуске:

### ОФИЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ АИС

- В. Ф. Антропов, В. М. Михайлов, А. В. Липилин, В. А. Полякова, И. Е. Журавлев, Н. А. Савостьянов, П. А. Бродский, Г. Г. Яценко.* О введении в действие "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" . . . . . 6

### Трибуна АИС

- Н. А. Савостьянов.* Как писать статьи и делать доклады . 11
- В. Ю. Зайченко.* Комментарии к изменениям и дополнениям к Закону Российской Федерации "О недрах" . . . . . 18
- А. Г. Амурский, Е. П. Боголюбов, И. В. Бабкин, И. А. Титов, А. М. Блюменцев, А. Л. Поляченко, В. Г. Цейтлин.* Информационно-измерительная система многозондового ИННК . . . . . 28

### Трибуна заказчика геофизических услуг

- В. И. Дворкин, Д. И. Ганичев, М. Я. Маврин, К. Р. Ахметов.* Контроль нефтенасыщенности коллекторов в обсаженных стеклопластиковыми трубами скважинах в Западной Сибири . . . . . 50

### Дискуссионный клуб

- Я. Н. Басин.* Есть ли будущее у российского импульсного нейтронного каротажа? . . . . . 59
- Л. В. Будыко.* Об определении проницаемости коллектора по материалам волнового АК . . . . . 62

### Представляем вам

- Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа (НИПИмунгаз) - член Ассоциации АИС . . . . . 80
- ЗАО СП "ГЕОТЕСТ" - член Ассоциации АИС . . . . . 81
- ЗАО СП "ВИНКА" - член Ассоциации АИС . . . . . 82
- Кубанский государственный университет, кафедра геофизических методов поисков и разведки (КубГУ) - член Ассоциации АИС . . . . . 83

- ЗАО "Геоконтроль" - член Ассоциации АИС . . . . . 84
- ДООО "Буровая компания открытого акционерного общества "Газпром" (ДООО "Бургаз") - член Ассоциации АИС . . . . . 84
- АОЗТ "Национальная нефтегазовая компания Казахойл" (ННК "Казахойл") - член Ассоциации АИС . . . . . 86

### Что делают ученые и конструкторы

- Г. А. Шнурман, И. Г. Шнурман.* Результаты опробования азимутального электрического сканера и прибора двойного бокового микрокаротажа в миоценовых отложениях Краснодарского края . . . . . 88
- Г. Р. Вахитова, Р. А. Валиуллин, И. С. Ремеев.* Экспертная система обработки данных ГИС . . . . . 93
- М. Г. Марков.* Некоторые проблемы обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли . . . . . 102
- В. В. Кулик, Е. А. Черниговский, С. Т. Звольский, В. С. Месропян, И. А. Майстренко.* О возможности определения поглощающих свойств коллекторов методом двухканальной интегральной нейтронной спектрометрии . . . . . 113
- В. К. Утопленников, Х. К. Самигуллин.* Технические и методические предпосылки разработки модели действующей вертикально-горизонтальной скважины для моделирования многофазных притоков . . . . . 126

### Работа для вас

- Молодым специалистам предлагает работу Западно-Сибирская Корпорация . . . . . 132

### Производственный опыт

- В. П. Метелев.* Применение метода акустической шумометрии при контроле за разработкой в ООО "Красноярнефтегеофизика" . . . . . 134
- М. П. Пасечник, Н. П. Ибряев.* Аварии и осложнения при производстве ПГИ и их ликвидация . . . . . 148

### Там, за кордоном

- Б. Е. Лухминский.* Новые ядерные приборы для каротажа эксплуатационных скважин . . . . . 152

КАЧЕСТВО? КАЧЕСТВО!

- Е. М. Арм, А. М. Блюменцев, Е. В. Мишин.*  
 Разработка нормативной и технической базы  
 для метрологической аттестации и сертификационных  
 измерений блоков детектирования  
 для скважинной ядерно-геофизической аппаратуры . . . 159
- Метрологическая аттестация и сертификация блоков  
 детектирования для ядерно-геофизической аппаратуры . . 166
- Д. В. Догадин.* Проблемы метрологического  
 обеспечения ГИС в ОАО "Пермнефтегеофизика" . . . . . 167

ОБЪЯВЛЕНИЯ

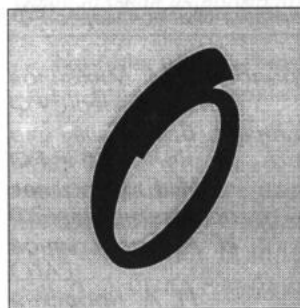
- Б. Е. Лухминский.* Заинтересованным специалистам  
 и организациям предлагается аналитический обзор  
 "Геофизическое сопровождение горизонтального бурения  
 (новые технологии на рубеже 21 века)" . . . . . 170
- Ассоциация АИС продолжает прием заявок  
 на платные экземпляры юбилейного  
 информационно-реквизитного справочника  
 "Ассоциация АИС в 2000 г." . . . . . 171
- Ассоциация АИС продолжает прием заявок  
 на платные экземпляры "Правил геофизических  
 исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах"  
 (Москва, 1999) . . . . . 172

ЛУЧШЕ ОДИН РАЗ УВИДЕТЬ...

- Свою научно-техническую продукцию рекламирует  
 Всероссийский научно-исследовательский институт  
 Автоматики (ВНИИА) . . . . . 174
- Свою научно-техническую продукцию представляет  
 ОАО "Геотрон" . . . . . 180
- ГУП "Ижевский механический завод" представляет  
 потенциальным заказчикам гироскопический  
 инклинометр "ВЕКТОР" ИГМ-73-120/60 . . . . . 182

ИЗ БИОГРАФИИ НАШЕГО КАРОТАЖА

- Андрею Георгиевичу Степанову - 70 лет! . . . . . 186
- С. П. Антанайтис, В. Г. Казак.* Западно-Сибирская  
 Корпорация "Тюменьпромгеофизика" - день вчерашний  
 и день сегодняшний . . . . . 187



*официальная  
 информация  
 Минтонэнерго  
 РСР*



*В. Ф. Антропов, В. М. Михайлов*  
Минтопэнерго РФ

*А. В. Липилин, В. А. Полякова*  
МПР РФ

*И. Е. Журавлев*  
Госгортехнадзор РФ

*Н. А. Савостьянов*  
ЕАГО

*П. А. Бродский*  
ДООАО "Газпромгеофизика"

*Г. Г. Яценко*  
ВНИГИК

### **О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ "ПРАВИЛ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ"**

Совместным приказом Минтопэнерго РФ и МПР РФ по согласованию с Федеральным горным и промышленным надзором России утверждены и введены в действие с 2000 г. "Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах". Раздел III "Правил" - "Комплексы ГИРС для решения геологических и технических задач и основные требования к ним" - вводится в действие при производстве ГИРС с января 2001 г.

"Правила" прошли официальное согласование с Госгеолконтролем, ГКЗ и ЦКЗ МПР РФ, ЦКР Минтопэнерго РФ, Комиссией по месторождениям и подземным хранилищам газа ОАО "Газпром". Разработка этого нормативного документа проведена на основании законодательных и нормативных актов России, с использованием отечественного и мирового опыта работы предприятий и организаций. Использованы разработки отраслевых институтов, экспертные заключения, рекомендации и отзывы ведущих специалистов производства и науки.

Особо следует отметить значение серьезных замечаний, предложений и требований рецензентов, которыми были всем известные специалисты страны: Кашик А. С. (ЦГЭ), Кучеров Г. Г. (Уренгойгазпром), Медведев Н. Я. (НК "Сургутнефтегаз"), Петерсилье В. И. (ВНИГНИ), Фоменко В. Г. (ВНИИГаз).

Начало работы над "Правилами" было положено дискуссией о характере и содержании новых нормативных документов в сфере ГИРС, прошедшей на страницах НТВ "Каротажник" (вып. 37, 38, 39, 40, 41, 1997 г.). Минтопэнерго РФ обеспечило постановку и финансирование этой разработки в 1998 - 1999 гг. и издание "Правил". Под эгидой ЕАГО были сформированы редакционный совет и авторский коллектив. В апреле 1999 г. в НТВ "Каротажник" (специальный выпуск) была опубликована с целью сбора отзывов и замечаний принятая редакционным советом для направления на согласование 5-я редакция "Правил". Дальнейшая работа над ними велась при активном участии геофизической и геологической общественности, специалистов профильных и правовых управлений утверждающих ведомств, специалистов согласующих организаций, их экспертов и рецензентов. Утверждена была 18-я редакция "Правил".

"Правила" представляют собой результат коллективного, заинтересованного, ответственного творческого труда многих работников производства и науки.

Прежние нормативные документы в области ГИРС отражали требования организации и производства работ в условиях административной системы, плановой экономики и всеобъемлющей государственной собственности.

Разработанные "Правила" отвечают правовым и экономическим реалиям сегодняшней России.

"Правила" относятся к числу предусмотренных Законом Российской Федерации "О недрах" стандартов, норм, правил, обеспечивающих государственное регулирование работ по геологическому изучению и использованию недр.

"Правила" являются нормативным документом, обеспечивающим государственное регулирование геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах в области геологического изучения, рационального использования и охраны недр, безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами.

Настоящие "Правила" регламентируют виды, объемы, стадийность и порядок проектирования, организации, проведения, контроля и использования результатов геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах с целью реализации основных положений Закона РФ "О недрах" в части полноты геологического изучения, рационального использования и охраны недр.

Выполнение “Правил” является обязательным при реализации лицензий на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья (УВС), сооружения и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) для всех пользователей недр в Российской Федерации, независимо от их организационно-правовой формы, форм собственности и ведомственной принадлежности.

“Правила” используются при разработке и внесении дополнений и изменений в регламенты и правила разработки нефтяных и газовых месторождений, нормативные документы и инструкции в области бурения и эксплуатации скважин, сооружения и эксплуатации ПХГ при поисках, разведке, добыче и подземном хранении нефти, газа и газоконденсата.

Основные особенности “Правил” исходят из их целевых установок, определяемых законодательством о недропользовании.

Правила конкретизируют в своей области требования государства, как собственника недр, к недропользователям, которые, независимо от их интересов и желаний, должны обеспечить достижение поставленных государством целей.

Следует отметить, что цели и интересы добросовестных недропользователей совпадают с интересами государства.

Главнейшие из этих целей:

1. Использование методов и информации ГИРС для построения адекватных постоянно действующих геолого-технологических моделей объектов разработки нефти и газа, обеспечивающих оценку, подсчет и контроль их начальных, извлекаемых и остающихся в недрах запасов, их изучение и рациональное использование.

2. Использование методов и информации ГИРС для объективного документирования и контроля конструкций и технического состояния скважин, как техногенных объектов в недрах, для обеспечения эффективного и безопасного недропользования, охраны недр и окружающей среды.

Постановка этих целей, естественно, повлияла на состав и объемы комплексов ГИРС, обеспечивающих их достижение, повлекла за собой обязательность ряда исследований и работ, которые с точки зрения строительства отдельной скважины могут казаться избыточными, но совершенно необходимы для создания и функционирования геолого-технологических моделей объектов УВС и ПХГ.

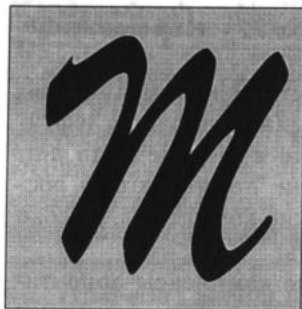
Следует заметить, что прогрессивные и ответственные недропользователи, к числу которых относится ряд транснациональных нефтяных компаний, ведущих добычу в России, уже в течение ряда лет, независимо от государственной регламентации, применяют на российских месторождениях такие и более широкие комплексы, высоко ценя их геолого-экономическую эффективность.

Утвержденные “Правилами” обязательные комплексы ориентированы на использование отечественной, разработанной и имеющейся в России аппаратуры. Недостаточность сегодняшнего серийного производства отдельных приборов вытекает, по нашему мнению, из их недооценки, невостребованности и отсутствия регламентации их использования.

Так, например, давно разработанные и имеющиеся в России пластовые наклонометры, показавшие высокую эффективность на ряде геологических объектов, не выпускаются и не используются широко в том числе и потому, что практики-интерпретаторы ГИРС не видят их необходимости для выдачи заключений по отдельной скважине, а задачи обеспечения площадных построений и моделирования для них не регламентированы. То же можно сказать и о ряде других эффективных методов и технологий.

Введение “Правил”, несомненно, требует, прежде всего, от производителей ГИРС серьезной и напряженной работы по техническому перевооружению, метрологическому обеспечению, сертификации ГИРС. Становится необходимым создание квалифицированных служб заказчика.

Однако мощный производственный и научный потенциал российской геофизики, по нашему мнению, может обеспечить решение этих задач.



## КАК ПИСАТЬ СТАТЬИ И ДЕЛАТЬ ДОКЛАДЫ

### Преамбула "Каротажника"

*Указанная статья была опубликована в журнале "Геофизика" № 6, 1994 г. Опыт редакции НТВ "Каротажник" свидетельствует о том, что статья не потеряла актуальности. С любезного согласия автора мы публикуем статью с очень небольшими сокращениями.*

В последние годы произошел прорыв отечественной геофизики на международную арену. Это позволило воочию убедиться, что наш научно-технический потенциал достаточно высок, что мы имеем в своих рядах блестящих ученых-геофизиков, крупных организаторов науки и производства, не уступающих по своему интеллекту западным коллегам, а по глубине знаний и теоретической подготовке порой и превосходящих их.

Вместе с тем, общение с зарубежными геофизиками на различного рода научно-технических конференциях, семинарах, симпозиумах, широкое ознакомление с западной геофизической периодикой показали наши серьезные недостатки в умении наглядно и четко излагать свои научные концепции и взгляды, будь то статьи в журналах или выступления на представительных международных форумах. Истоки этих недостатков, на мой взгляд, лежат в отсутствии необходимой подготовки на уровне общеобразовательных школ и вузов, в пренебрежении внешней, оформительской стороной излагаемых научных воззрений.

Воспитанные нашей прошлой действительностью в духе неприятия того, что делается за рубежом, мы на многие годы оказались в международной изоляции и плохо используем опыт специалистов других стран в научном и деловом общении.

Не претендуя на полноту решения задачи, определенной в заголовке настоящей статьи, и не считая свои рекомендации истиной в последней инстанции, я просто решил показать на опыте западных коллег, какими путями можно устранить наши традиционные недостатки в презентации геофизического материала (статей, докладов).

## СТАТЬИ

**1. Название.** Совершенно очевидным кажется требование кратко и точно сформулировать в названии статьи ее содержание, основную идею. Однако многие авторы делают это неумело, либо именуя свой научный опус излишне подробно и громоздко, либо усложняя название статьи редко употребляемыми и малопонятными терминами. В качестве примера приведу статью из журнала "Геофизика" № 3 за 1994 г., принадлежащую перу известного ученого в области интерпретации данных ГИС Г. А. Шнурмана и его соавтора И. Г. Шнурмана и названную "Методика определения пористости сложных трещинно-каверново-гранулярных коллекторов продуктивных отложений месторождения "Тенгиз" по данным волнового акустического каротажа". В этом названии 18 (!) слов, 6 раз (!) употреблен родительный падеж. Без особых редакторских ухищрений название можно сократить в три раза, и при этом смысл статьи останется прежним: "Методика определения пористости коллекторов Тенгизского месторождения". А из прочитанного становится ясным, что здесь говорится о сложных трещинно-каверново-гранулярных коллекторах продуктивной толщи Тенгиза, что для установления характера порового пространства и определения пористости коллекторов используются данные не только волнового акустического, но и нейтронного каротажа, а также результаты анализа керна, что описываемая методика основывается на теоретических представлениях В. М. Добрынина о сжимаемости пород и т. д. Другими словами, в названии статьи невозможно, да и не нужно пытаться детально охватить все вопросы ее содержания.

Резюмируя этот раздел, можно рекомендовать авторам при определении названия своих статей следовать принципу: краткость, емкость, выразительность. Для придания выразительности заголовку западные авторы зачастую используют вопросительную форму.

**2. Авторы.** В отечественных геофизических журналах, ежегодниках, сборниках материалов различных конференций очень часто можно видеть скромные по объему и не всегда глубокие по содержанию статьи с многочисленным авторским коллективом. Отдельные статьи имеют до 10 (!) авторов. Уверен, что писал статью один, максимум два человека, остальные оказались в списке соавторов по различным причинам.

Стало общепринятым включать в число соавторов руководителя организации, где осуществлена научно-исследовательская или иная работа, нашедшая отражение в статье. Для основных авторов может быть престижно, чтобы их руководитель стоял рядом с ними (или, как правило, впереди), однако он и слова одного в статье не написал, а иногда даже не читал ее. Зато в перечне научных трудов на очередном юбилее будут говорить о 200 научных статьях юбилера, хотя в 190 из них он соавтор, и его личный вклад в содержание и тем более в написание статей мог быть минимальным. Отсутствие скромности, желание видеть свое имя в авторах многочисленных статей не красит таких руководителей.

Другая категория соавторов - аспиранты и соискатели, которым для защиты диссертации необходимо иметь определенное количество научных статей. Насколько же данный соавтор участвовал в опубликованной работе, установить бывает сложно. Поэтому следует изменить существующую практику ВАК и учитывать при защитах диссертаций статьи с авторством только одного соискателя. Пусть публикаций будет меньше, зато будет ясно, что реально сделано и написано самим диссертантом.

Наконец, большое число авторов в статьях вызвано к жизни нашим коллективным сознанием, которое еще долго будет с нами. Конечно, большинство научных исследований делается коллективом работников, но это отнюдь не означает, что все они должны включаться в перечень авторов. За рубежом, где число авторов научной статьи редко превышает двух, общепринято в заключение благодарить всех тех, кто принимал участие в работе, результаты которой опубликованы. Это разумно и не обидно ни для кого. Таким образом, число авторов научной статьи, за редким исключением, должно быть не более двух-трех человек. Следует всячески поощрять единоличное авторство.

**3. Структура и стилистика.** Многие научные статьи грешат рыхлостью композиции, неумением авторов отсеять и распределить фактографический материал в соответствии с его значимостью. Зачастую второстепенные вопросы имеют больший удельный вес в объеме, нежели главная, стержневая мысль статьи. Сама же эта мысль порой преподносится туманно, неакцентированно.

На Западе в научно-технической периодике просматривается достаточно четкая, хорошо отработанная структура построения научных статей: 1) введение (постановка задачи, общая характеристика райо-

на работ, если статья посвящена геофизическим работам в конкретном регионе), 2) содержательная часть (здесь нет каких-либо узаконенных рамок), 3) выводы (в сжатом виде), 4) благодарности. Стиль же большинства наших научных статей рыхла, вязок и многословен. Умение изложить материал ясно, конкретно, но без упрощенчества - безусловно, искусство. Таким талантом обладают немногие.

Хочу привести в качестве примера замечательного геофизика, "отца советской промысловой геофизики", моего учителя Сергея Григорьевича Комарова, обладавшего удивительной четкостью мышления и ясным, лапидарным стилем изложения. Около 30 лет назад я пришел к нему со своей диссертационной работой по скважинным микроустановкам объемом 220 стр. машинописного текста. После редакторской правки Сергея Григорьевича (а он блестяще владел методом "рекле" - резать и клеить) мой пухлый труд уменьшился до 150 стр., причем без всякого ущерба для смысла написанного, став более насыщенным по содержанию и изящным по форме. Этот урок я усвоил надолго и стараюсь следовать примеру учителя.

Конечно, выработать хороший стиль написания научной статьи непросто. Убежден, что этому можно научиться, если бы в вузах был небольшой курс (факультатив) по изложению и редактированию статей и книг. Большая роль в отработке стиля должна принадлежать редактору издательства, однако редакторов высокой квалификации в отечественной геофизике немного.

**4. Иллюстрации.** Научные статьи и монографии западных геофизиков обычно хорошо иллюстрированы. Примером большой насыщенности иллюстрациями может служить популярная среди сейсморазведчиков монография известного американского геофизика Оз Юлмаза "Обработка сейсмических данных" (Oz Yilmaz. Seismic Data Processing. Том II), где на 494 страницах размещено 652 рисунка, причем многие из них размером в печатную страницу. Такая высокая степень иллюстрированности объяснима. В подаче материала лучше его показать на рисунке (где это целесообразно), а не рассказывать словами. Русская пословица "Лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать" очень уместна в данном случае.

Отечественные научные публикации иллюстрированы, как правило, слабо\*.

\* Речь не идет о статьях чисто теоретических, философских и др., не требующих иллюстративного материала.

К сожалению, качество иллюстраций в нашей научной литературе обычно невысокое, что зависит, прежде всего, от полиграфической базы.

## ДОКЛАДЫ

Многие из названных выше недостатков при подготовке и публикации статей и монографий (в названиях докладов, количестве авторов, стиле изложения) полностью относятся и к текстам докладов, которые делают российские геофизики как на внутренних, так и на международных научно-технических конференциях, семинарах, симпозиумах. В то же время в презентациях докладов есть свои особенности.

**1. Устное сообщение.** Выступление с докладом на конференции или научном семинаре - дело во многом индивидуальное. Не каждый выступающий способен четко, с хорошей дикцией донести до аудитории содержание своего доклада. Тем не менее, хочу дать некоторые рекомендации, основываясь на многолетнем опыте участия в различного рода собраниях, совещаниях, в том числе и научно-технических.

Некоторые авторы предпочитают зачитывать доклады, другие излагают их, практически не заглядывая в текст. И та, и другая формы устного сообщения вполне приемлемы, и трудно отдать предпочтение одной из них. Ясно, акцентированно прочитанный доклад хорошо воспринимается слушателями. Автор такого доклада, умело подчеркивая интонацией голоса наиболее важные, ключевые моменты своего сообщения, как правило, приковывает внимание аудитории. К сожалению, еще немало выступающих, которые прочитывают текст скороговоркой, уткнувшись в бумагу, отчего восприятие даже очень интересного доклада сильно проигрывает.

Если же докладчик излагает содержание своего сообщения, свободно общаясь с залом, то интерес присутствующих к такому выступлению гарантирован. На Западе подобные устные сообщения являются правилом, у нас - эпизодами. Умение быть раскованным, ярко и образно донести до присутствующих свои мысли - безусловно, искусство. Убежден, что этому искусству можно и необходимо учиться и, прежде всего, молодым ученым и специалистам.

Особо хочу остановиться на устных сообщениях на международных конференциях и семинарах, проводимых с синхронным перево-

дом. Такие научно-технические собрания имеют место только в России, ибо все подобные мероприятия в любой стране Запада проводятся на английском языке, где его знание специалистами-геофизиками является само собой разумеющимся. При синхронном переводе доклад лучше читать, чем произносить своими словами, поскольку для переводчиков небыстрое чтение логично построенного, состоящего из кратких предложений текста проще для более точного перевода. Устное выступление также допустимо, если докладчик делает это четко, без излишних отклонений и ненужной словесной шелухи.

Порой докладчики, испытывая дефицит времени, спешат, стремясь как можно полнее рассказать присутствующим о выполненных исследованиях. Однако при этом достигается обратный эффект: выступление оказывается смазанным, перевод неточным и интерес минимальным. Чтобы этого не случилось, перед выступлением желательно провести его хронометраж, отсеяв все второстепенное, малозначительное и высветив наиболее важные моменты. Перебор времени для доклада (а у нас этим грешат многие) недопустим.

**2. Иллюстративное оформление.** За рубежом существует общепринятая практика оформления представляемых на научно-технических собраниях докладов. Весь иллюстративный материал для сообщения дается в виде цветных слайдов (чаще) или изображений на прозрачной пленке, т. н. "оверхедов". В отдельных случаях выдвигается требование использовать в качестве иллюстраций только слайды. Поэтому на каждом таком собрании обязательно наличие двух слайд-проекторов и двух эпидиаскопов, которые могут одновременно давать два изображения на экран. Во время доклада используются либо слайд-проекторы, либо эпидиаскопы. Графика, изготовленная на бумаге (схемы, карты, чертежи и т. п.), представляется только для стендовых докладов.

Количество иллюстраций к докладу обычно велико (на 20-минутный доклад - 30 - 40 слайдов или оверхедов). Такая насыщенность графикой объясняется стремлением не только рассказать содержание доклада, но и максимально возможно его показать, так как это быстрее и лучше воспринимается присутствующими.

Первые два слайда, как правило, содержат название доклада с перечнем авторов, а также содержание его основных разделов. Очень часто выводы по докладу автор показывает на последнем слайде, не считая зазорным просто зачитать написанное. Это все имеет нема-

лый смысл, акцентируя внимание присутствующих на самом важном, интересном. Быстрая смена слайдов во время доклада выдвигает требование не перегружать их излишней информацией. Показывать на слайде только самое основное, без излишней детализации, рассеивающей внимание, - такова практика современного научно-технического доклада.

Качество изготовления слайдов у западных коллег самое высокое. Как правило, слайды делаются цветными, броскими по колориту, яркими по цветовому тону. Наиболее важные детали подчеркиваются цветом. Возможности современной компьютерной графики позволяют делать чудеса, и некоторые из виденных мною на международных конференциях слайдов с геофизической информацией выглядели как истинные произведения искусства дизайна.

Положительный опыт западных коллег нужно перенимать как можно быстрее с тем, чтобы российская геофизика на всех международных форумах была достойно представлена как глубокими, интересными докладами, так и их яркой, доходчивой презентацией.

В заключение необходимо сказать еще об одном характерном для нас недостатке - слабом знании российскими геофизиками английского языка. Это ограничивает возможности нашего участия в международных научно-технических собраниях, заметно мешает активному выходу на деловые и научные контакты с западными коллегами. Недостаток этот особенно характерен для геофизиков старшего поколения. Более молодые люди успешнее справляются с языковым барьером, и есть надежда, что новое поколение преодолет нынешние трудности.

В этой связи приведу пример из своей практики. Принимая участие в работе нефтяных конгрессов, я всякий раз убеждался в полной бессмысленности присутствия на них высоких представителей отечественной нефтяной отрасли (генеральных директоров объединений, их заместителей, даже директоров крупных научно-исследовательских институтов). Не зная языка, не имея переводчиков (к каждому не приставишь по переводчику!), они в лучшем случае могли только что-то посмотреть из пристендовых материалов, но участие в дискуссиях на сессиях или в кулуарных обсуждениях со своими зарубежными коллегами для них было недоступно. Новому поколению геофизиков необходимо овладеть английским языком, чаще выступать по-английски, смелее общаться с иностранцами, пусть даже при ограниченном словарном запасе.

Мы переживаем сегодня не лучшие времена в истории отечественной геофизики. Но нынешнее время раскрыло перед нами и новые возможности: широкое использование для создания передовой геофизической техники конверсионных предприятий, значительное расширение и укрепление международных связей, появление конкуренции как реального стимула для научно-технического прогресса. Рыночная экономика диктует новые правила игры, и от того, насколько быстро мы в них сориентируемся, зависит будущее нашего общего дела.

*В. Ю. Зайченко  
ВНИИгеосистем*

## КОММЕНТАРИИ К ИЗМЕНЕНИЯМ И ДОПОЛНЕНИЯМ К ЗАКОНУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ “О НЕДРАХ”

Государственная Дума Российской Федерации 1 декабря 1999 г. приняла постановление “О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации “О недрах”, а 2 января 2000 г. исполняющий обязанности Президента Российской Федерации В. В. Путин своим решением № 20-ФЗ их утвердил. После опубликования этого документа 13 января 2000 г. они стали неотъемлемой частью законодательного акта Российской Федерации “О недрах” в редакции от 3 марта 1995 г. № 27-ФЗ.

Всего внесено 18 дополнений и изменений, касающихся 15 статей Закона РФ “О недрах” в редакции от 3 марта 1995 г. Рассмотрим изменения и дополнения, представляющие интерес для организаций и предприятий, занимающихся геофизическими исследованиями скважин.

Из статьи 1-1 исключена вторая часть, касающаяся разграничения предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации о действии полномочий Закона до заключения договора о разграничениях предметов ведения и полномочий в области регулирования отношений недропользования между Российской Федерацией и субъектами Российской Федерации.

В первую часть статьи 6 внесены следующие изменения:

- в пункте 1 слова “природной среды” заменены словами “состояния недр”, что более точно отражает предмет, предоставляемый для использования;
- пункт 2 дополнен словами: “..., а также геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых”, что расширяет область предоставления недр для использования.

Статья 9 “Пользователи недр” изложена в новой редакции, которая значительно расширяет круг пользователей недр и их права, а именно:

- “Пользователями недр могут быть субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если федеральными законами не установлены ограничения предоставления права пользования недрами.

- Пользователями недр на условиях соглашений о разделе продукции могут быть граждане Российской Федерации, иностранные граждане, юридические лица и создаваемые на основе договоров о совместной деятельности (договоров простого товарищества) и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц при условии, что участники таких объединений несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из соглашений о разделе продукции.

- В случае, если федеральными законами установлено, что для осуществления отдельных видов деятельности, связанных с пользованием недрами, требуются разрешения (лицензии), пользователи недр должны иметь разрешения (лицензии) на осуществление соответствующих видов деятельности или заключать договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанных с пользованием недрами.

- Пользователями недр при ведении работ по добыче радиоактивного сырья и захоронению радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов могут быть только юридические лица, зарегистрированные на территории Российской Федерации и имеющие разрешения (лицензии), выданные уполномоченным на то федеральным органом исполнительной власти, на ведение ра-

бот по добыче и использованию радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов.

- Права и обязанности пользователя недр возникают с момента государственной регистрации лицензии на пользование участками недр, при предоставлении права пользования недрами на условиях соглашения о разделе продукции с момента вступления такого соглашения в силу”.

В статью 10 “Сроки пользования недрами” внесены весьма существенные изменения. Во-первых, изменено само название статьи, теперь она называется “Сроки пользования участками недр”, что более точно определяет объект права. Во-вторых, внесены изменения и дополнения в содержание статьи, касающиеся сроков и видов использования участков недр, а именно: “при добыче полезных ископаемых - на срок отработки месторождений полезных ископаемых, исчисляемый, исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр”; “при добыче подземных вод - на срок до 25 лет” (этот вид использования в прежней редакции не указывался); “при добыче полезных ископаемых на основании предоставления краткосрочного права пользования участками недр, в соответствии со статьей 21-1 настоящего Закона - на срок до 1 года”. Кроме того, введено новое положение о возможности продления сроков пользования участками недр в следующей редакции:

“Срок пользования участком недр может быть продлен по инициативе пользователя недр при выполнении им оговоренных в лицензии на пользование участком недр условий и необходимости завершения разработки месторождения полезных ископаемых или выполнения ликвидационных мероприятий.

Порядок продления срока пользования участком недр на условиях соглашения о разделе продукции определяется указанным соглашением.

Сроки пользования участками недр исчисляются с момента государственной регистрации лицензий на пользование этими участками недр”.

Статья 10-1 “Основания получения права пользования участками недр” изложена в совершенно новой редакции, более четко регламентирующей основания получения права пользования участками недр, а именно, основаниями могут быть:

“1) решение Правительства Российской Федерации, принятое по результатам конкурса или аукциона, для целей разведки и добычи полезных ископаемых на участках недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

2) решение Правительства Российской Федерации при установлении факта открытия месторождений полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации за счет собственных средств, для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения;

3) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, принятое по результатам конкурса или аукциона, для целей разведки и добычи полезных ископаемых на участках недр, расположенных на территории субъекта Российской Федерации;

4) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участка недр за счет собственных средств, для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения, расположенного на территории соответствующего субъекта Российской Федерации;

5) решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа, согласованное с заинтересованными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, для целей геологического изучения недр, в том числе участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

6) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для целей геологического изучения и добычи подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения насе-

ления или технологического обеспечения водой объектов промышленности;

7) решение Правительства Российской Федерации, согласованное с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, для целей захоронения радиоактивных, токсичных и иных опасных отходов в глубоких горизонтах, обеспечивающих локализацию таких отходов;

8) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, согласованное с федеральным органом государственного горного надзора или его территориальным органом, для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

9) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для целей строительства нефте- и газохранилищ в пластах горных пород и эксплуатации таких нефте- и газохранилищ, размещения промышленных и бытовых отходов;

10) установленный органами представительной власти субъектов Российской Федерации порядок получения права пользования участками недр, содержащими месторождения общераспространенных полезных ископаемых, или участками недр местного значения, используемых для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых;

11) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для образования особо охраняемых геологических объектов;

12) случаи перехода права пользования участками недр в соответствии с основаниями, установленными федеральными законами, регулирующими отношения недропользования;

13) вступившее в силу соглашение о разделе продукции, заключенное в соответствии с Федеральным законом "О соглашениях о разделе продукции";

14) совместное решение федерального органа управления государственным фондом недр и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации о предоставлении

права краткосрочного (сроком до одного года) пользования участком недр для целей осуществления юридическим лицом (оператором) деятельности на участке недр, право пользования которым досрочно прекращено".

Как видно, перечисленные положения существенно расширяют основания для получения права на использование участков недр, а также их перехода от одних пользователей к другим по сравнению с ранее действующими, что позволяет увеличить число недропользователей на взаимовыгодных условиях.

Статья 12 "Содержание лицензии на пользование недрами", пункт 7, дополнена новой частью следующего содержания:

"В случае значительного изменения объема потребления произведенной продукции по обстоятельствам, не зависящим от пользователя недр, сроки ввода в эксплуатацию объектов, определенные лицензионным соглашением, могут быть пересмотрены органами, выдавшими лицензию на пользование участками недр, на основании обращения пользователя недр", что позволяет более гибко решать вопросы пересмотра согласованного ранее уровня добычи минерального сырья на месторождении.

Статья 13 "Порядок предоставления лицензий на пользование недрами" изложена под названием "Выдача лицензий на пользование участками недр", а также дополнена статьей 13-1 "Конкурсы и аукционы на право пользования участками недр".

В новой редакции статья 13 более четко определяет органы, осуществляющие выдачу лицензий на пользование участками недр. Выдача лицензий осуществляется:

1) федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом совместно с органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации на основании пунктов 3, 4, 6, 9, 11, 13 (в отношении участков недр, расположенных на территориях субъектов Российской Федерации) и 14 статьи 10-1 настоящего Закона;

2) федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом совместно с органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации по согласованию с федеральным органом государственного горного надзора на основании пункта 8 статьи 10-1 настоящего Закона;

3) федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом на основании пунктов 1, 2, 5, 7 и 13 (в отношении участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации) статьи 10-1 настоящего Закона.

Лицензии на пользование участками недр могут предоставляться для осуществления как отдельного вида пользования участками недр, так и нескольких видов пользования участками недр (совмещенные лицензии)”.

Новая статья 13-1 содержит положения, определяющие порядок проведения конкурсов и аукционов на право пользования участками недр, критерии выявления победителя при проведении конкурсов и аукционов, а также органы и порядок принятия ими решений по результатам. Характерно, что: *”Порядок проведения и условия конкурса или аукциона на право пользования участком недр для заключения соглашения о разделе продукции определяются в соответствии с законодательством Российской Федерации”*.

Таким образом, статья 13-1 законодательно закрепляет порядок проведения конкурсов и аукционов на получение права использования участков недр, а также определяет органы и порядок принятия ими решений по результатам конкурсов и аукционов, что исключает неоднозначность трактовки процедуры принятия решений и предоставления прав на использование участков недр.

Существенные изменения внесены в статью 17-1 *“Переход права пользования недрами и переоформление действующей лицензии”*. Во-первых, она дана под новым названием: *“Переход права пользования участками недр и переоформление лицензий на пользование участками недр”*, что более точно отвечает сути ее содержания. Во-вторых, более четко и полно изложены случаи перехода прав пользования участками недр к другим субъектам предпринимательской деятельности. Они могут осуществляться в случаях, если происходят:

*“реорганизация юридического лица - пользователя недр путем его преобразования - изменения его организационно-правовой формы;*

*реорганизация юридического лица - пользователя недр путем присоединения к нему другого юридического лица или слияния его с другим юридическим лицом в соответствии с законодательством Российской Федерации;*

*реорганизация юридического лица - пользователя недр путем его разделения или выделения из него другого юридического лица в соответствии с законодательством Российской Федерации, если вновь созданное юридическое лицо намерено продолжать деятельность в соответствии с лицензией на пользование участками недр, предоставленной прежнему пользователю недр;*

*юридическое лицо - пользователь недр выступает учредителем нового юридического лица, созданного для продолжения деятельности на предоставленном участке недр в соответствии с лицензией на пользование участком недр, при условии, если новое юридическое лицо образовано в соответствии с законодательством Российской Федерации, и ему передано имущество, необходимое для осуществления деятельности, указанной в лицензии на пользование участком недр, в том числе из состава имущества объектов обустройства в границах лицензионного участка, а также имеются необходимые разрешения (лицензии) на осуществление видов деятельности, связанных с недропользованием, и доля прежнего юридического лица - пользователя недр в уставном капитале нового юридического лица на момент перехода права пользования участком недр составляет не менее половины уставного капитала нового юридического лица;*

*приобретения субъектом предпринимательской деятельности в порядке, предусмотренном Федеральным законом “О несостоятельности (банкротстве)”, имущества (имущественного комплекса) предприятия-банкрота (пользователя недр) при условии, что приобретатель имущества является юридическим лицом, созданным в соответствии с законодательством Российской Федерации, отвечает классификационным требованиям, предъявляемым к недропользователю законодательством о недрах Российской Федерации.*

*При переходе права пользования участком недр лицензия на пользование участком недр подлежит переоформлению. В этом случае условия пользования участком недр, установленные прежней лицензией, пересмотру не подлежат.*

*Передача права пользования участками недр, предоставленными субъектам предпринимательской деятельности на основании соглашений о разделе продукции, и переоформление лицензий на пользование участками недр осуществляются в соответствии с Федеральным законом “О соглашениях о разделе продукции”.*

*Лицензии на пользование участками недр подлежат переоформлению также при изменении наименований юридических лиц - пользователей недр.*

*Порядок переоформления лицензий на пользование участками недр устанавливается федеральным органом управления государственным фондом недр.*

*Отказ в переоформлении лицензий на пользование участками недр может быть обжалован в суде.*

*Право пользования участком или участками недр, приобретенное юридическим лицом в установленном порядке, не может быть передано третьим лицам, в том числе в порядке переуступки прав, установленной гражданским законодательством, за исключением случаев, предусмотренных настоящим Законом или иными федеральными законами”.*

Как видно, изложенные законодательные положения определяют не только случаи, при которых происходит переход права пользования участками недр, но и порядок переоформления лицензий.

Статья 21 “Порядок досрочного прекращения права пользования недрами” дополнена новой статьей 21-1 “Пользование участками недр при досрочном прекращении права пользования участками недр” следующего содержания:

*“В случае, если в интересах рационального использования и охраны недр приостановление добычи полезных ископаемых нецелесообразно или невозможно, органы, досрочно прекратившие право пользования соответствующим участком недр, до принятия в установленном порядке решения о новом пользователе недр могут предоставить право краткосрочного (до одного года) пользования таким участком недр юридическому лицу (оператору) с оформлением соответствующей лицензии в порядке, установленном настоящим Законом.*

*Между пользователем недр, право пользования недрами которого досрочно прекращено, и временным оператором может быть заключен договор о передаче имущества, необходимого для обеспечения пользования недрами, на возмездных основаниях”.*

Статья 23-1 изложена в новой редакции: “Геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр”, содержание которой следующее: “Государственное регулирование отношений недропользования и решение задач развития

*минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр. Методики геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр по видам полезных ископаемых утверждаются федеральным органом управления государственным фондом недр”.*

Характерно, что геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых, как равно участков недр по видам полезных ископаемых, может осуществляться только по методикам, утвержденным федеральным органом управления государственным фондом недр, что подтверждает значимость государственного регулирования использования недр.

Статья 36-1 “Государственное геологическое изучение недр” дополнена новым положением следующего содержания:

*“Работы по геологическому изучению недр, поискам, разведке месторождений полезных ископаемых, осуществляемые за счет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и иных средств, проводятся в соответствии с утвержденными в установленном порядке проектами, экспертиза которых проводится в федеральном органе управления государственным фондом недр или его территориальном органе за счет средств пользователей недр”.*

Статья 50 “Порядок разрешения споров” дополнена положением следующего содержания: “...По взаимной договоренности сторон имущественные споры, связанные с использованием недрами, могут быть переданы на рассмотрение третейского суда”.

Это положение существенно расширяет возможность разрешения споров по вопросам пользования недрами, которые ранее были ограничены органами государственной власти, судами и арбитражным судом.

Таким образом, можно констатировать, что внесенные в Закон Российской Федерации “О недрах” изменения и дополнения позволили не только уточнить отдельные положения Закона в редакции от 3 марта 1995 г., но и определить законодательные нормы, касающиеся порядка предоставления и оформления лицензий на использование участков недр, а также перехода прав пользователей другим субъектам предпринимательской деятельности. Существенно расширены основания для получения права на использование участков недр по сравнению с ранее действующим положением, а следова-

тельно, и круг пользователей недр, что позволяет более эффективно использовать минерально-сырьевую базу в рыночных условиях.

Характерно, что принятые изменения и дополнения укрепляют роль государственного управления использованием недр и более четко определяют его механизмы.

Предприятия ГИС являются непосредственными участниками процессов изучения и использования недр, поэтому им будут интересны изменения в законодательной базе Российского горного законодательства.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Закон Российской Федерации "О недрах" (в редакции от 3 марта 1995 г.) //Сборник нормативных актов. М.: ВИЭМС. 1995. Вып. 4.
2. О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации "О недрах" //Российская газета. 2000 г. 13 янв.
3. Российское горное законодательство. М.: Недра, 1996.

*А. Г. Амурский, Е. П. Боголюбов, И. В. Бабкин, И. А. Титов*  
ВНИИА

*А. М. Блюменцев, А. Л. Поляченко*  
ВНИИ Геоинформсистем

*В. Г. Цейтлин*  
НПП "ВНИИЯГ"

## ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА МНОГОЗОНДОВОГО ИННК

### Введение

В течение многих лет одним из широко используемых методов ГИС является стационарный нейтронный каротаж НК, предназначенный, прежде всего, для определения водородосодержания  $\omega$  горных пород. С этой целью используют одно- или двухзондовую аппаратуру с детекторами тепловых (надтепловых) нейтронов или гамма-квантов. Точность определения  $\omega$  аппаратурой НК ограничена из-за влияния неучитываемых условий измерений, в т. ч. вариаций нейтронно-поглощающих свойств пород и статистических погрешностей измерений, обусловленных ограниченной допустимой активнос-

тью нейтронных источников. Одна из возможностей повышения статистической точности и производительности измерения  $\omega$  связана с применением в скважинной аппаратуре импульсных генераторов нейтронов. Существующие генераторы позволяют получать на порядок более высокий выход нейтронов по сравнению с ампульными источниками, что обеспечивает и более высокую статистическую точность измерений. В ряде работ, например, [1], обосновано применение управляемых генераторов нейтронов для определения водородосодержания. В настоящее время эта возможность не реализована из-за отсутствия аппаратуры с генераторами, способной конкурировать по методическим, эксплуатационным и экономическим показателям с аппаратурой стационарного НК. По мере разработки надежных скважинных генераторов нейтронов появляется практическая возможность создания высокоинформативных модификаций скважинной аппаратуры ИННК. Преимуществом такой аппаратуры является также возможность одновременно определять  $\Sigma_a$  и  $\omega$  и учитывать их взаимное влияние.

### Общие положения

Регистрация при ИННК пространственно-временного распределения нейтронов обеспечивает возможность одновременного определения водородосодержания горных пород  $\omega$  и параметра  $\Sigma_a$ . Для отечественной аппаратуры двухзондового ИННК - ИГН-9 и АИНК-43 - точность и производительность измерения  $\omega$  и  $\Sigma_a$  ограничены из-за нестабильности выхода генератора нейтронов и существенного влияния нелинейных искажений регистрируемой скорости счета нейтронов.

Указанные проблемы, а также ограниченный ресурс излучателей в низкочастотной аппаратуре ИНК (50 - 100 ч) не позволяют реализовать методические возможности многозондового ИННК в полном объеме. Для преодоления этих ограничений предложено использовать новую информационно-измерительную систему многозондового ИННК.

Основными особенностями этой системы являются:

- использование четырехзондовой измерительной установки с гелиевыми счетчиками медленных нейтронов;
- применение стабильного высокочастотного скважинного излучателя с газонаполненной нейтронной трубкой и регистрация ней-

тронов без искажений в широком диапазоне задержек, включая момент начала излучения быстрых нейтронов;

- оптимизация размеров зондов для точных и производительных измерений  $\omega$  и  $\Sigma_a$ ;
- работа с широким диапазоном зондов и задержек для получения вспомогательных параметров, контроля с их помощью качества измерений  $\omega$  и  $\Sigma_a$  и получение дополнительной информации о характеристиках пластов и скважины.

В настоящее время создание отечественной аппаратуры многозондового ИННК, конкурентоспособной по техническим и эксплуатационным параметрам с аппаратурой НК, стало возможным в связи с применением скважинных генераторов нейтронов ИНГ-06.

### Конструкция скважинного прибора

Конструкция зондов скважинного прибора ИННК, получившего шифр АИНК-89, показана на рис. 1, его основные параметры приведены в табл. 1.

Аппаратура содержит четыре детектора нейтронов (Д1 - Д4), включающих счетчики нейтронов СНМ-56 и СНМ-16. Для уменьшения просчетов при регистрации нейтронов нейтронный счетчик в детекторе первого зонда имеет минимальные размер и чувствительность к нейтронам. Дальний, четвертый детектор нейтронов для увеличения статистической точности измерений имеет повышенную чувстви-

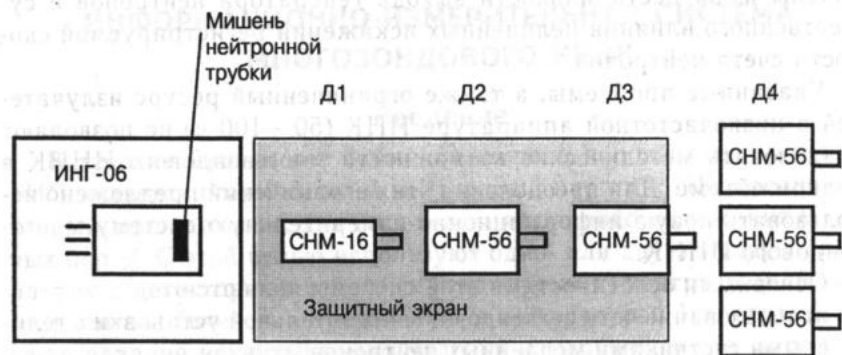


Рис. 1. Схема зондовой установки АИНК-89:  
Д1 - Д4 - детекторы

Таблица 1

Основные параметры скважинного прибора аппаратуры АИНК-89

Параметр	Значение параметра
Тип генератора нейтронов	ИНГ-06
Частота запуска	400 Гц
Длительность импульса излучения	100 мкс
Средний нейтронный выход	$1,5 \cdot 10^8$ н/с
Средняя наработка на отказ	300 ч
Максимальная рабочая температура	100 °С
Максимальное рабочее давление	80 МПа
Диаметр скважинного прибора	90 мм
Разработчик	ВНИИАвтоматики

тельность к потоку нейтронов. Чувствительности четвертого и первого детекторов различаются в 30 раз.

Используется временной режим измерений, при котором генератор периодически излучает нейтроны энергией 14 МэВ с частотой 400 Гц. Длительность импульса излучения составляет 100 мкс. Нейтроны регистрируются четырьмя детекторами одновременно по одинаковой временной схеме. Последовательные временные окна длительностью 64 мкс открываются в момент начала импульса облучения и закрываются через 2 мс. Ширина первых двух окон перекрывает длительность импульса излучателя. В этих окнах счетчики СНМ регистрируют быстрые, надтепловые и тепловые нейтроны. Нейтронные поглощающие свойства среды, окружающей скважинный прибор, незначительно влияют на показания в этих временных окнах. В последующих окнах вклад быстрых и надтепловых нейтронов минимален, так как процесс их замедления до тепловых энергий заканчивается практически через 30 мкс после окончания импульса излучения быстрых нейтронов.

### Результаты экспериментальных и теоретических исследований

Исследования выполнены на физических моделях горных пород и теоретически, с помощью программы "ПОЛЕ" [5] расчета полей излучений в скважине.

Результаты исследований обеспечили выбор основных измеряемых функционалов, получение зависимостей чувствительности измеряемых функционалов к  $\omega$  и  $\Sigma_a$  пласта, оптимизацию параметров аппаратуры (зондов и временных режимов измерений), получение оценок точности измерения. При расчете показаний аппаратуры задавались физические характеристики пластов (пористость,  $\Sigma_{пл}$ , плотность и литотип пласта) и физические и геометрические параметры скважины (диаметр, положение прибора в скважине, минерализация внутрискважинной жидкости). Детекторная часть прибора задавалась гомогенизированной по нейтронным свойствам зоной, протяженный импульс излучения АИНК-89 (100 мкс) заменен дельта-функцией от времени, показания детекторов моделировались для тепловых нейтронов.

#### Оптимизация аппаратуры для измерения $\omega$

На первом этапе работ по расчетным данным выполнена оптимизация конструкции зондовой установки АИНК-89 для измерения  $\omega$ . Критерий оптимизации - минимум полной погрешности измерения  $\omega$ . Перечень и значения вариаций условий измерений, учтенных при расчете полной погрешности, приведены в табл. 2 (графы 4 и 5). Для получения расчетных значений статистических погрешностей измерения использованы результаты экспериментов.

Оценка точности измерения  $\omega$  выполнялась на примере реализации методики двухзондового ИННК. При этом в качестве измеряемого функционала использовано отношение скоростей счета  $J$  двух детекторов, расположенных на разных расстояниях от источника нейтронов (параметр  $Rait = J_{ближ.дет} / J_{дал.дет}$ ), в одинаковых временных окнах. Параметр  $\omega$  определялся по зависимости  $\omega = f(Rait, \Sigma_a, \zeta)$ , где  $\Sigma_a$  - макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов в пласте;  $\zeta$  - совокупность скважинных условий измерений.

Полная погрешность измерений

$$\Delta_{полн} \omega = \sqrt{(\Delta_{стат} \omega)^2 + \Sigma(\Delta_i \omega)^2 + (\Delta_{\Sigma_a} \omega)^2},$$

где парциальная погрешность  $\Delta_i \omega$  из-за вариаций одного из условий измерений определяется вариацией условий измерений (неучитываемые изменения диаметра скважины, отход прибора от стенки скважины, вариации толщины цементного камня и др.), чувствительностью функционала  $Rait$  к  $\omega$  и чувствительностью  $Rait$  к вариациям

Таблица 2

Параметры моделей и вариации условий измерения в них для эксперимента и расчета

Влияющий фактор	Диапазон изменения влияющего фактора	Вариация для расчета суммарной погрешности	Диапазон изменения влияющего фактора	Вариация для расчета суммарной погрешности
	Эксперимент	Эксперимент	Расчет	Расчет
1	2	3	4	5
Отклонение от стенки необсаженной скважины, мм	0 - 20	10	0 - 10	10
Изменение толщины цементного камня в точке прижатия прибора в обсаженной скважине, мм	0 - 50	25	0 - 50	25
Изменение минерализации промывочной жидкости, г/л NaCl	0 - 200	50	0 - 200	50
Изменение минерализации пластовой воды, г/л NaCl			200	50
Изменение минерализации воды в цементном камне, г/л NaCl			200	50
Скорость каротажа, м/ч		600	0 - 600	600
Диапазон изменения $\omega$ , % абс	0 - 36		0 - 45	
Диапазон изменения $\Sigma_a, 10^{-3} см$	7,4 - 22		9,1 - 32	

условия измерений; парциальная погрешность из-за статистических флуктуаций скоростей счета нейтронов  $\Delta_{стат} \omega$  рассчитывалась, исходя из статистической погрешности измерения параметра  $Rait$  и его чувствительности к водородосодержанию;  $\Delta_{\Sigma_a} \omega$  - погрешность из-за неучитываемых изменений  $\Sigma_a$ . Параметр  $\Sigma_a$  является измеряемым в методике ИННК. Поэтому вклад вариаций  $\Sigma_a$  в погрешность определения  $\omega$  зависит от погрешности измерения  $\Sigma_a$  и чувствительности  $\omega$  к вариациям  $\Sigma_a$ .

При оптимизации параметров аппаратуры выбирались различные пары зондов, временные задержки и длительности временного окна. Длины зондов (положение торца счетчика типа СМ относи-

тельно мишени трубки) варьировались с шагом 5 см, в диапазоне 22 - 37 см для ближнего и 37 - 77 см для дальнего детекторов. Задержки начала временного окна относительно начала импульса излучения составляли 0, 256 и 512 мкс, а диапазон изменения длительности временного окна - 0 - 1500 мкс с шагом 128 мкс.

На рис. 2 представлен пример расчетных зависимостей погрешностей измерения  $\omega$  от длины зонда при малой (0 мкс) и большой (512 мкс) временных задержках и ширине временного окна 256 мкс для малой (5%) и большой (35%) пористости (минерализация флюида в пласте и в скважине - 200 г/л NaCl). При расчете статистической составляющей погрешности скорость каротажа принималась равной 600 м/ч.

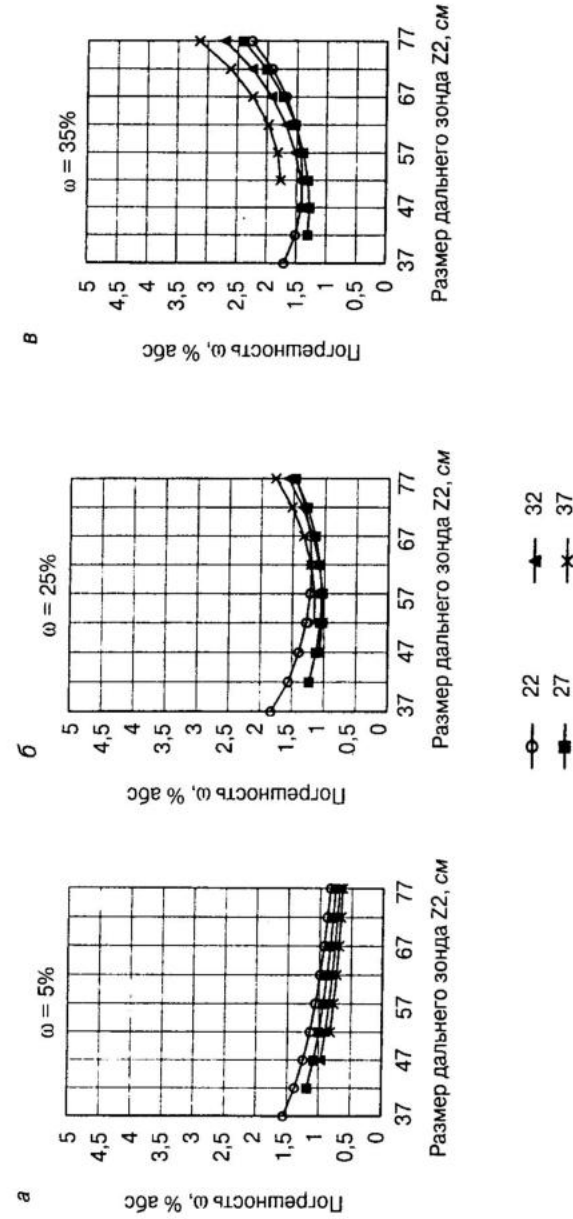
Оптимальным вариантом для измерения  $\omega$  оказалась пара зондов: ближний - 22 - 27 см, дальний - 52 - 57 см, временное окно - 0 - 250 мкс. При этих параметрах аппаратуры погрешности измерения  $\omega$  в скважине диаметром 200 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм, составляют при  $k_n = 5\%$  абс -  $\Delta k_n \leq 1,1\%$  абс, при  $k_n = 35\%$  абс -  $\Delta k_n \leq 2\%$  абс.

Измерения скорости счета нейтронов выполняются при малых задержках по отношению к моменту срабатывания генератора нейтронов. В этом случае снижается влияние вариаций поглощающих нейтронных свойств пластов. В результате удастся уменьшить полную погрешность измерений, упростить методику измерений и обработку их результатов.

В аппаратуре АИНК-89 первый и третий зонды отвечают критерию оптимальности измерения  $\omega$ .

### Оптимизация аппаратуры для измерения $\Sigma$

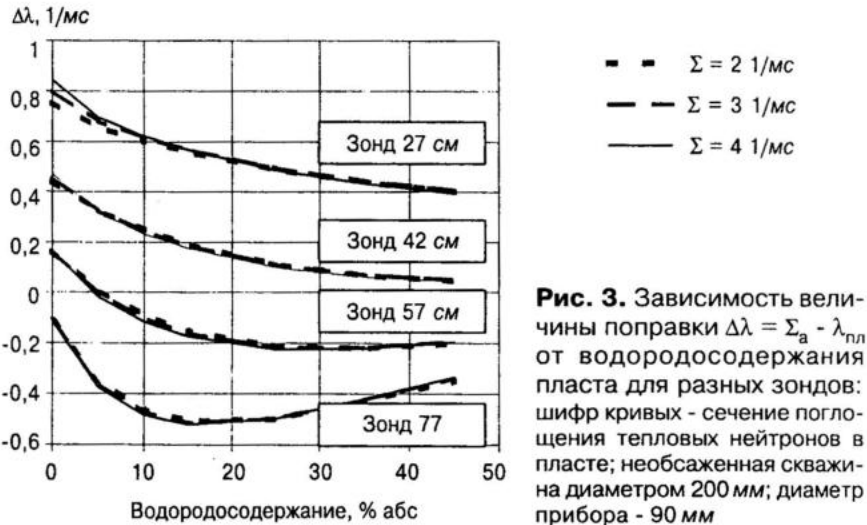
По данным теоретического расчета вычислены значения асимптотического декремента временного затухания тепловых нейтронов  $\lambda_{пл}$  для различных зондов. Исследовано влияние изменения  $\Sigma_a$ , размера зонда и  $\omega$  на величину параметра  $\lambda_{пл}$ . Установлено, что связь измеряемого параметра  $\lambda_{пл}$  с  $\Sigma_a$  можно представить выражением  $\Sigma_a = \lambda_{пл} - \Delta\lambda(\omega)$ . На рис. 3 показана зависимость  $\Delta\lambda = f(\omega)$  для фиксированных значений  $\Sigma_a$  при четырех размерах зондов. Установлено, что при фиксированном размере зонда различие измеренной величины  $\lambda_{пл}$  и нейтронного параметра  $\Sigma_a$  определяется, в основном, только водородосодержанием породы и практически не зависит ни от  $\Sigma_a$ , ни от условий измерений. Влияние  $\Sigma_a$  на величину  $\Delta\lambda$  необхо-



**Рис. 2.** Расчетная зависимость полной погрешности измерения водородосодержания  $\omega$  от длины зонда: обсаженная скважина; по оси х - размер дальнего зонда, см; шифр кривых - размер ближнего зонда; временное окно - 0 - 256 мкс; минерализация флюида в пласте и скважине - 200 г/л NaCl; диаметр скважины - 196 мм, диаметр колонны - 146 мм; скорость каротажа - 600 м/ч; толщина пласта - 1 м. Водородосодержание пласта: а - 5%; б - 25%; в - 35% абс

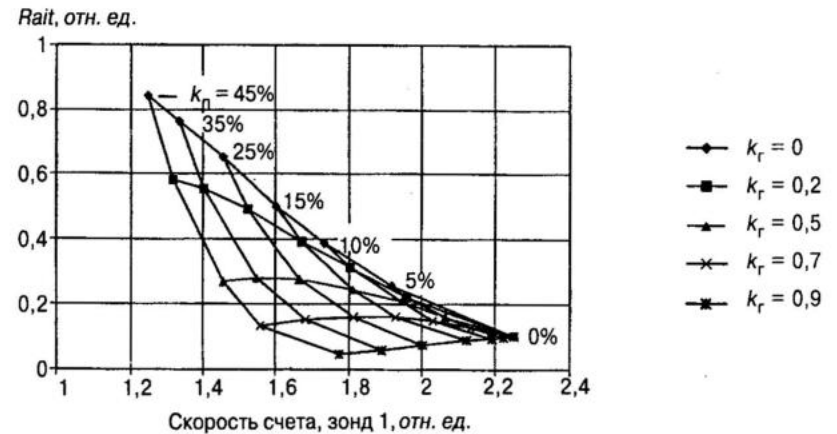
димо учитывать лишь в области малых значений  $\omega$  и для зондов менее 20 - 25 см. Указанные обстоятельства позволяют реализовать достаточно простую методику определения  $\Sigma_a$ , основанную на измерении параметра  $\lambda_{пл}$  и внесении поправки, учитывающей влияние водородосодержания.

Погрешность измерения  $\Sigma_a$  складывается, в основном, из статистической погрешности измерения параметра  $\lambda_{пл}$  и погрешности определения поправки  $\Delta\lambda(\omega)$ . Последняя определяется величиной погрешности измерения  $\omega$  и растет с ростом чувствительности  $\Delta\lambda$  к  $\omega$ . Как следует из рис. 3, чувствительность  $\Delta\lambda$  к  $\omega$  существенно растет с увеличением размера зонда в интервале значений  $\omega$  от 0 до 15%. С удлинением зонда экспоненциально уменьшается скорость счета нейтронов. В результате оказывается, что короткие зонды имеют преимущество для измерения  $\Sigma_a$  по сравнению с зондами большего размера, так как в случае применения коротких зондов обеспечиваются повышенная статистика отсчетов и меньшая чувствительность к влиянию  $\omega$ . Оптимальными для определения  $\Sigma_a$  являются зонды 35 - 45 см. В аппаратуре АИНК-89 для измерения параметра  $\lambda_{пл}$  предусмотрен второй зонд. Вместе с двухзондовой установкой для определения параметра  $\omega$ , включающей 1 и 3 зонды, второй зонд АИНК-89 предназначен для измерения параметра  $\Sigma_a$ .



### Дополнительная информативность АИНК-89 в газонасыщенных пластах

Газонасыщенность пласта приводит к изменению параметра  $Rait$  для сред с одинаковой пористостью  $k_p$ , но разной газонасыщенностью  $k_r$ . При измерении параметра  $Rait$  невозможно отличить водонасыщенные низкопористые пласты от высокопористых с значительной газонасыщенностью. Для выявления и оценки интервалов газонасыщенных пластов при измерении  $\omega$  необходимо привлекать дополнительную информацию. В аппаратуре APS (Schlumberger), являющейся аналогом АИНК-89 [2], для контроля газонасыщенности используют длинный зонд с детектором надтепловых нейтронов. В АИНК-89 для этих целей используется четвертый детектор, отличающийся повышенной чувствительностью к тепловым нейтронам и значительным удалением от источника нейтронов. На рис. 4 приведена расчетная зависимость двух измеренных функционалов - параметра  $Rait$  для первого и четвертого зондов и скорости счета первого зонда для временного окна 0 - 256 мкс - при изменении  $k_p$  и коэффициента газонасыщенности. Из рисунка следует, что имеется существенная разница в соотношении двух сравниваемых парамет-



ров при наличии и отсутствии газонасыщенности. Эти различия могут быть использованы при разработке методики измерения  $\omega$  и коэффициента газонасыщенности.

#### Погрешности измерения $\omega$ в слоистом разрезе

Исследование точности измерения  $\omega$  выполнено для мощных однородных пластов. Наибольшая точность получается для малых временных задержек (до 200 мкс). Временные окна с задержками более 200 мкс могут быть использованы для контроля качества результатов измерения. Однако в случае использования больших задержек необходимо учитывать наличие дополнительных погрешностей, возникающих при измерениях в слоистом разрезе.

Известно, что при измерении  $\omega$  по методике двухзондового ИННК влияние  $\Sigma_a$  сказывается по-разному при исследовании мощных однородных пластов и на границе двух пластов. Пример зависимости  $Rait(\omega, \Sigma_a)$  для мощных однородных пластов представлен на рис. 5. Учет влияния  $\Sigma_a$  заключается в использовании при вычислении  $\omega$  соответствующей палетки (для данного  $\Sigma_a$ ). При измерении  $\omega$  в разрезе, представленном переслаиванием пластов, необходимо учитывать влияние изменения параметра  $\Sigma_a$ . Границы пластов с различными  $\Sigma_a$  вызывают ложные аномалии на диаграммах  $Rait$  и  $\omega$  в окрестности этих границ. Такое влияние нейтронных поглощающих свойств вызвано перераспределением тепловых нейтронов около границ пластов в течение времени после импульса излучения быстрых нейтронов и начинает проявляться с ростом времени задержки. Для стационарного нейтронного каротажа подобные эффекты менее значимы. Известны основные закономерности и способы снижения такого влияния поглощающих свойств при измерении  $\omega$  [3]. При использовании аппаратуры АИНК-89 для вычисления параметра  $Rait$  при времени задержки более 200 мкс следует использовать прием "совмещения" показаний детекторов. Совмещение показаний заключается в том, что при обработке данных измерений используются скорости счета "ближнего" и "дальнего" детекторов при двух положениях прибора в скважине, отстоящих друг от друга на расстоянии, равном расстоянию между детекторами. Таким образом, параметр  $Rait$  образуется из показаний двух детекторов, установленных в одной и той же точке пласта. При этом влияние нейтронно-поглощающих свойств горных пород на показания двух детекторов оказывается приблизительно одинаковым и при вычислении их отноше-

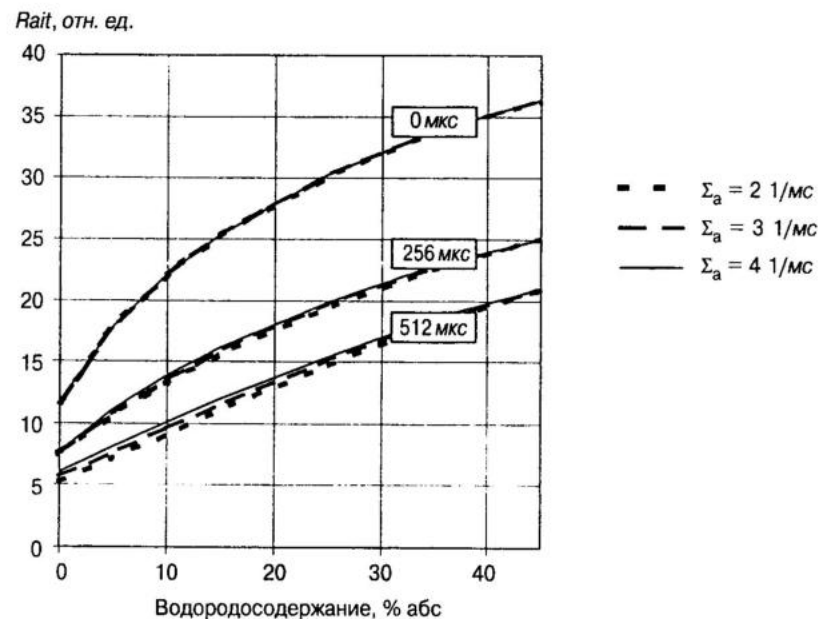
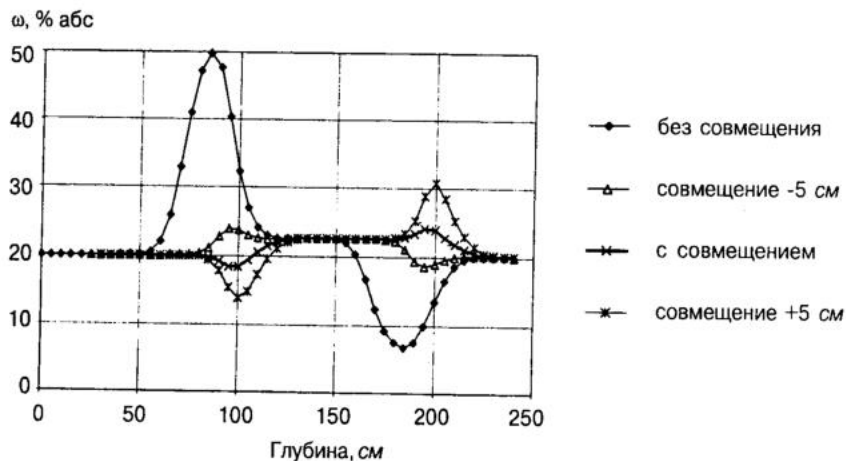


Рис. 5. Расчетная зависимость параметра  $Rait = f(\omega, \Sigma_a)$ : шифр кривых - параметр  $\Sigma_a$  и время задержки для вычисления функционала  $Rait$ ; диаметр необсаженной скважины - 196 мм

ния компенсируется. Очевидно, что такой прием обработки эффективен, если аппаратура работает стабильно в течение времени перемещения прибора на расстояние между детекторами. На рис. 6 приводится пример расчета показаний АИНК-89 для первого и третьего зондов при задержке 512 мкс в пласте, однородном по  $\omega$ , но слоистом по параметру  $\Sigma_a$ . Имитируется прослой с соленой водой толщиной 1 м в пресном вмещающем пласте. Одна из диаграмм соответствует варианту обработки без совмещения показаний детекторов и характеризуется наличием ложных аномалий, делающих невозможными количественные оценки  $\omega$ . Различия измеренных значений  $\omega$  (до внесения поправки на величину  $\Sigma_a$  в прослой и во вмещающих пластах) должны быть по величине не более значительных, характерных для однородных мощных пластов. Это условие выполняется для случая малых задержек (до 150 мкс) при любых

вариантах обработки, а для задержек более 200 - 300 мкс - только для случая совмещения детекторов. Применение совмещения существенно снижает влияние нейтронно-поглощающих свойств пластов при измерении  $\omega$ . На практике эффективность совмещения показаний детекторов ограничена неконтролируемыми различия-



**Рис. 6.** Расчетные диаграммы водородосодержания, вычисленного по палетке для мощного однородного пласта с пресным заполнением пор по данным зондов 27 и 57 см при задержке 512 мкс и разных способах совмещения показаний

ми в перемещении кабеля на устье скважины и неравномерным движением скважинного прибора. Из рисунка видно, что рассогласование смещения детекторов на величину в 5 см может привести к локальному искажению диаграммы водородосодержания на 2% абс при задержке 512 мкс. Эффективность совмещения увеличивается, если шаг квантования данных по глубине при каротаже кратен зондovому расстоянию.

Таким образом, при измерении  $\omega$  аппаратурой АИНК-89 в слоисто-неоднородном разрезе необходимо использовать прием совмещения детекторов при обработке результатов измерений и применять для вычисления функционалов *Rait* небольших времен задержек (0 - 250 мкс). При использовании больших задержек необходимо учитывать возможность возникновения ложных аномалий на диаграммах  $\omega$  в интервалах границ пластов.

### Результаты оптимизации конструкции АИНК-89

Полученные данные позволили оптимизировать параметры аппаратуры и методику обработки результатов измерений, зафиксировать размеры зондов и определить назначение детекторов.

Детекторы 1 и 3 при зондовых расстояниях около 20 и 50 см предназначены, главным образом, для измерения  $\omega$ . При этом измеряемым параметром является отношение скоростей счета 1 и 3 детекторов во временном окне 0 - 250 мкс относительно начала импульса излучателя. Первый детектор имеет малую чувствительность, что обеспечивает регистрацию нейтронов без значительных просчетов (не более 15%). Детектор 3 имеет большую чувствительность для компенсации снижения счета нейтронов с увеличением расстояния от источника нейтронов. Предусмотрены экраны, препятствующие распространению нейтронов по скважинному прибору вдоль его оси.

Детектор 2 при зондовом расстоянии около 35 см используется, в основном, для измерения  $\Sigma_a$ . Он имеет увеличенный, по сравнению с первым детектором, размер. Влияние просчетов нейтронов при измерении  $\Sigma_a$  мало, так как используются данные при задержках более 200 мкс, и загрузки канала детектирования нейтронов относительно невелики. Из-за своего геометрического положения и размера он имеет наилучшее соотношение чувствительности к параметру  $\Sigma_a$  и статистической погрешности измерения параметра  $\lambda_{пл}$ .

Детектор 4 используют для получения дополнительной информации при измерении  $\omega$  в условиях газонасыщенности или вариаций литологического состава пласта. Он имеет повышенную чувствительность к нейтронам за счет применения кассеты счетчиков. При этом обеспечивается достаточная статистическая точность измерений на большом расстоянии (65 - 75 см) от источника нейтронов.

Для получения дополнительных данных с целью контроля качества результатов измерений предусмотрена возможность получения и использования информации о значениях  $\lambda_{пл}$  и  $\lambda_{скв}$ , измеренных первым и третьим детекторами, а также значения  $R_{ait}$ , определенное в расширенном диапазоне задержек.

### Результаты экспериментальных работ

Экспериментальные работы были проведены для разработки основ методики измерений, оценки погрешностей измерения и сравнения точности измерения аппаратурой НК и двухзондового ИННК. Работы проводились с образцом аппаратуры АИНК-89, параметры которого оптимизированы на основании теоретических расчетов. Исследования проводились с использованием моделей горных пород метрологического центра НППП "ВНИИЯГГ" в г. Раменское. В табл. 2 (графы 2 и 3) представлены диапазоны изменения параметров этих моделей и вариации условий измерения.

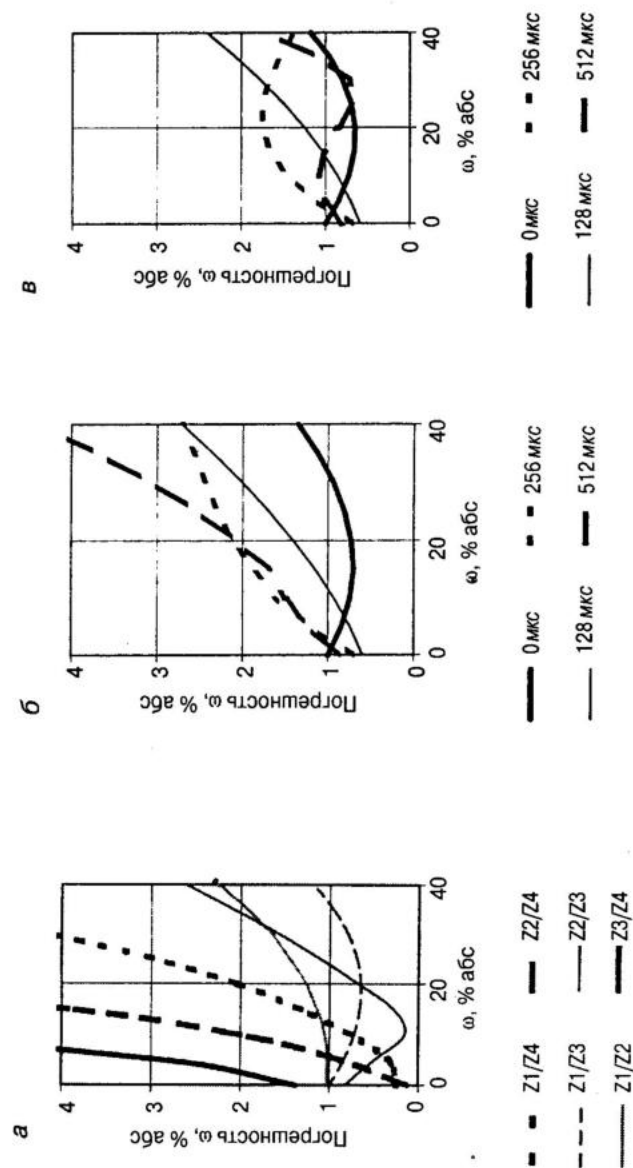
Предварительная обработка данных измерений заключалась в коррекции просчетов зарегистрированных нейтронов.

#### Параметр $\omega$

На рис. 7 приведены экспериментальные зависимости  $\Delta_{полн}$   $\omega$  как функции  $\omega$  для различных пар зондов и задержек.

Анализ погрешностей для типичных условий измерений  $\omega$  позволил сделать следующие выводы:

- суммарная погрешность измерения минимальна для пары зондов 1 - 3 при малых временах начальной задержки 0 - 200 мкс;
- зависимость парциальных погрешностей, вызванных вариациями скважинных условий, от времени задержки носит сложный характер. Общей закономерностью для различных скважинных условий измерений является снижение погрешности при времени задержки более 300 мкс;
- погрешность измерения  $\omega$  парой зондов 1 - 3 для временного окна в диапазоне задержек 0 - 128 мкс при времени накопления дан-



**Рис. 7.** Зависимость полной погрешности измерения  $\omega$  от водородосодержания пластов по данным измерения аппаратурой АИНК-89 в стандартных образцах нейтронных параметров горных пород:  
 диаметр скважины - 196 мм, колонны - 146 мм. а - измерения разными парами детекторов (шифр зависимости) в окне 0 - 128 мкс, статпогрешность соответствует скорости каротажа 600 м/ч при интервале осреднения данных 1 м; б - измерения первым и третьим зондами при различных задержках (шифр зависимости), скорость каротажа - 600 м/ч; интервал - 1 м; в - то же, но без учета вклада статпогрешности измерений

ных 6 с составляет около 1,0% абс при  $\omega = 5\%$  абс и 2,5% абс при  $\omega = 35\%$  абс.

Таким образом, при измерении  $\omega$  предпочтительно использовать функционал  $Rait = J1(0 - 128 \text{ мкс})/J3(0 - 128 \text{ мкс})$ . Другие задержки и пары зондов могут быть использованы для получения контрольных и вспомогательных данных при измерениях  $\omega$ .

#### Сравнительные характеристики аппаратуры АИНК-89 и стационарного НК при измерении $\omega$

Выполнено сравнение данных о влиянии скважинных условий измерений и статистической погрешности для одинаковых условий измерения с АИНК-89 и двухзондовой аппаратурой СРК (данные по аппаратуре СРК получены Алексеевым Н. В.). При измерениях аппаратурой АИНК-89 выбрана пара зондов 1 - 3, временное окно для расчета параметра  $Rait$  принято от 0 до 128 мкс. В табл. 3 представлены результаты вычисления по экспериментальным данным парциальных погрешностей измерения  $\omega$ . Сравнение показало, что без учета статпогрешности результаты измерения аппаратурой

Таблица 3  
Погрешность измерения водородосодержания, % абс

Водородосодержание пласта, % абс	5	10	15	20	25	30
Влияние отклонения на 2 см от стенки необсаженной скважины диаметром 196 мм						
СРК	2,6	3,2	2,9	2,6	1,8	-
АИНК-89	2,4	2,23	1,97	1,62	1,2	0,7
Влияние изменения толщины цементного камня в точке прижатия прибора от 0 до 5 см						
СРК	1,5	2,2	2,6	2,7	2,8	2,7
АИНК-89	1,99	1,67	1,43	1,3	1,26	1,31
Влияние статистической погрешности измерения при скорости каротажа 360 м/ч и интервале осреднения данных 1 м						
СРК	0,22	0,35	0,53	0,75	1,05	1,35
АИНК-89	0,12	0,2	0,28	0,39	0,49	0,6

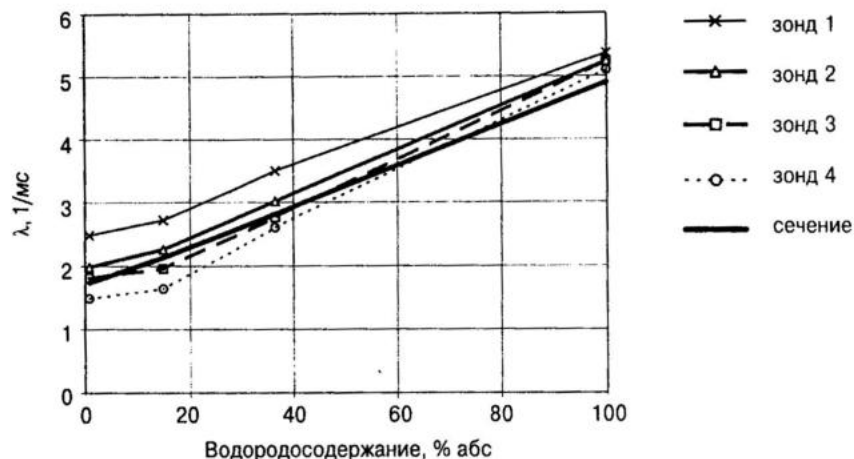
АИНК-89 не уступают по точности измерений  $\omega$  результатам, полученным аппаратурой стационарного НК. Статпогрешность измерения АИНК-89 в 1,5 - 2 раза меньше соответствующей величины для СРК, что обеспечивает более высокую (600 м/ч для типичных условий) скорость каротажа с АИНК-89.

#### Сравнительная эффективность аппаратуры АИНК-89 и двухзондового ИННК при измерении $\omega$

В отечественной аппаратуре двухзондового ИННК типа ИГН-9 и АИНК-43 используется вакуумная нейтронная трубка с частотой запуска 20 Гц. В результате отмечается высокая импульсная нагрузка детекторов нейтронов и, как результат, ограничение рабочего диапазона задержек значениями более 400 - 500 мкс. Кроме того, для этой аппаратуры характерна значительная кратковременная нестабильность выхода излучателя нейтронов. Эти факторы влияют на точность измерения  $\Sigma_a$  и  $\omega$ . Так, из-за больших перегрузок в системе детектирования значительная часть зарегистрированных нейтронов исключается из обработки результатов измерений, что ограничивает производительность измерений  $\omega$ . В работе [4] показано, что скорость измерения  $\omega$  со случайной составляющей погрешности менее 1,5% абс для аппаратуры АИНК-43 в типичных условиях не превышает 120 м/ч. Для АИНК-89 соответствующее значение скорости составляет 600 м/ч. Кроме того, использование больших задержек при измерении  $\omega$  сопровождается, как было показано, влиянием дополнительных помех в слоисто-неоднородном разрезе. При обработке результатов измерений со смещением детекторов на погрешность  $\omega$  влияет кратковременная нестабильность нейтронного выхода излучателя (нестабильность за время перемещения скважинного прибора на величину межзондового расстояния). Для низкочастотной аппаратуры ИНК эта нестабильность составляет до 20 - 30% отн. На практике такие ограничения означают, что определение водородосодержания низкочастотной аппаратурой двухзондового ИННК возможно лишь в пластах толщиной более 1 м. Соответствующая толщина пластов для АИНК-89 составляет 40 - 60 см.

#### Параметр $\Sigma$

На рис. 8 представлены данные, характеризующие связь параметра  $\lambda_{пл}$  с параметром моделей горных пород  $\Sigma_a$ , для четырех зондов АИНК-89. Показано, что влияние скважинных условий измерения не превышает 2 - 3%. Значения поправок  $\Delta\lambda = \lambda - \Sigma_a$  зависят, в

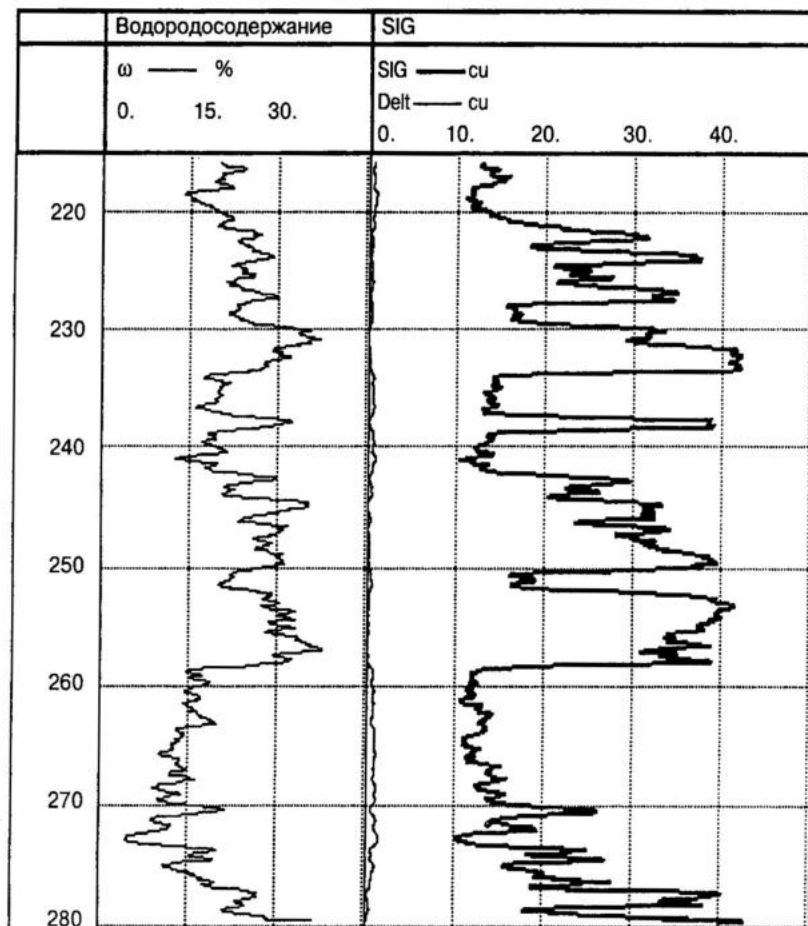


**Рис. 8.** Зависимость измеренного параметра  $\lambda_{пл}$  для четырех зондов АИНК-89 и паспортных значений макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов  $\Sigma_a$  от водородосодержания моделей горных пород: необсаженная скважина диаметром 196 мм

первую очередь, от длины зонда и водородосодержания пластов. Нелинейность связи параметров  $\Sigma_a$  и  $\lambda_{пл}$  увеличивается с ростом длины зонда. Полученные данные подтверждают результаты теоретических расчетов, выполненных на этапе оптимизации аппаратуры. Наименьшая погрешность  $\Sigma_a$  получена для измерений 2 зондом. При этом для случая обсаженной скважины с пресной водой в пласте и в скважине получено, что среднее квадратическое отклонение параметра  $\Sigma_a$  не превышает 4% отн при времени измерения 2 с и при водородосодержании моделей - 1 - 36%.

### Результаты измерений в скважине

В опытной скважине Раменского метрологического центра выполнен каротаж с аппаратурой АИНК-89. Скорость каротажа - 120 м/ч, шаг квантования - 5 см. На рис. 9 представлены диаграммы параметров  $\omega$  и  $\Sigma_a$  и  $Delt = \lambda_{пл} - \Sigma_a$ . Расхождение данных основного и дублирующего измерений в пересчете на пласт толщиной 1 м составляет для параметра  $\Sigma_a$  не более 2%, для параметра  $\omega$  - не более 1,5% абс.



**Рис. 9.** Результаты измерения с АИНК-89 в скв. 464 Раменское

### Выводы

Разработанная информационно-измерительная система многозондового ИННК позволяет дополнить комплекс методов ГИС, расширить круг решаемых геофизических задач, обеспечить высокую технологичность и безопасность работ по исследованию нефтегазовых скважин ядерно-геофизическими методами.

Авторы признательны сотрудникам ВНИИА М. В. Шипуну, С. Д. Малахову и Т. О. Хасаеву за участие в разработке аппаратуры АИНК-89, а также сотрудникам НПП "Геометр" Н. В. Алексееву и В. П. Цирюльникову за обсуждение результатов работ.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин./Ю. С. Шимелевич, С. А. Кантор, А. С. Школьников, Н. В. Попов, В. П. Иванкин, А. И. Кедров, В. В. Миллер, А. Л. Поляченко. М.: Недра, 1976.
2. ReSponSe of a multiDetector pulSe neutron poroSity tool. H. D. Scott, P. D. Wraight, J. L., Thornton, J-R. OleSen, R. C. Hertzog, D. C. McKeon, T. DaSGupta, I. J. Albertin//SPWLA Annual Logging SympoSium. June. 1994.
3. О возможности определения содержания водорода в горных породах в слоисто-неоднородном разрезе по данным двухзондового импульсного нейтронного каротажа/А. Г. Амурский, С. А. Кантор, Т. А. Шапошникова, А. С. Школьников//Изотопы в СССР. М.: Энергоатомиздат, 1984. Вып. 1 (67).
4. Метрологическая аттестация и сертификация аппаратуры двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа/А. Г. Амурский, А. М. Блюменцев, Е. П. Боголюбов, В. М. Прилепухов, И. А. Титов, В. Г. Цейтлин//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1997. Вып. 35.
5. Математические модели импульсного и стационарного нейтронного каротажа при решении прямых и обратных задач пакетом "ПОЛЕ"/А. Л. Поляченко, Л. Б. Кулешова//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1996. Вып. 29. С. 91 - 104.



*трибуна заказчика  
геофизических услуг*



*В. И. Дворкин, Д. И. Ганичев*  
 АО НПФ "Геофизика"  
*М. Я. Маврин*  
 ТПП "Когалымнефтегаз"  
*К. Р. Ахметов*  
 АО "Сургутнефтегаз"

## КОНТРОЛЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ В ОБСАЖЕННЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМИ ТРУБАМИ СКВАЖИНАХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

### Введение

За последние десять лет для получения информации о состоянии выработки запасов нефти на количественном уровне на месторождениях Татарстана, Башкортостана, Пермской области построено более 400 скважин, обсаженных в интервале продуктивных отложений стеклопластиковыми трубами. Технология геофизических исследований в таких скважинах предусматривает мониторинг нефтеводонасыщенности коллекторов методами ИК и ДК, однако основным методом является двойной индукционный каротаж [4].

Опытно-промышленное опробование технологии на месторождениях Сургута и Нижневартовска показало ее высокую эффективность при определении текущей нефтенасыщенности и охвата пластов заводнением в условиях их обводнения водами с минерализацией 15 - 18 г/л, когда по данным импульсного нейтронного метода не удается выделить заводняющиеся интервалы и разделить нефтеносные и водоносные коллекторы.

На определение нефтенасыщенности пластов по данным ГИС существенное влияние оказывают динамические процессы в прискважинной зоне коллектора, связанные с оттеснением нефти от стенки скважины фильтратом промывочной жидкости (ПЖ) или водой, проникшей в пласт из ствола скважины, а также обратные процессы вытеснения фильтрата или воды пластовым флюидом. С одной стороны, необходимо исключить их влияние на результаты интерпретации, с другой - признаки этих процессов можно использовать при расшифровке результатов периодических наблюдений. Авторами проведены экспериментальные исследования процесса изменения во времени нефтеводонасыщенности продуктивных пластов, не вскрытых перфорацией, в которых наблюдались понижающая или комби-

нированная зоны проникновения фильтрата ПЖ. Для изучения радиальной неоднородности по изменению нефтенасыщенности от стенки скважины в глубь пласта были использованы зонды ЗИ-1,0; ЗИ-0,5; ЗИ-0,25 малогабаритной аппаратуры ИК-42 с глубиной исследования 2,0, 1,0 и 0,5 м соответственно.

### Изучение изменения нефтеводонасыщенности прискважинной зоны пласта

#### Особенности динамических процессов в зоне проникновения

Под расформированием зоны проникновения понимается восстановление первоначальной насыщенности в прискважинной зоне пласта после крепления ствола и изоляции коллектора. В водоносных коллекторах при отсутствии градиента давления расформирование зоны проникновения (ЗП) обусловлено гравитационным перераспределением пластового флюида и фильтрата, а также диффузионным выравниванием концентраций солей в пластовой воде и фильтрате.

В нефтеносных, преимущественно гидрофильных коллекторах капиллярные силы препятствуют гравитационному перераспределению флюида и фильтрата в зоне проникновения, и процесс расформирования ЗП при отсутствии гидродинамических сил определяется, в основном, капиллярными силами. Поскольку по своим смачивающе-вязкостным свойствам нефть и вода существенно различаются, наличие межфазного натяжения на границе "нефть - вода" является причиной образования поверхностных капиллярных сил, возникающих на многочисленных границах раздела. Известно, что вытеснение смачивающей жидкости несмачивающей никогда не бывает полным. Физически это объясняется тем, что вблизи границы "скважина - пласт" для флюида, фильтрующегося через пористую среду, за счет скважины возникает дополнительное гидравлическое сопротивление. Следовательно, после завершения процесса вытеснения подвижной части фильтрата нефтью водонасыщенность пласта в зоне проникновения будет выше, чем водонасыщенность пласта за пределами ЗП. Теоретические исследования расформирования ЗП в нефтеносном коллекторе под действием капиллярных сил показывают, что наиболее быстро фильтрат вытесняется в первые дни после образования ЗП, а затем процесс сильно замедляется, и даже через год водонасыщенность вблизи стенки скважины в 1,5 - 2 раза превышает начальную [1, 3].

Исследования, выполненные авторами на месторождениях Урало-Поволжья, показали, что в нефтенасыщенных интервалах в пре-

делах промытой зоны расформирование ЗП происходит, главным образом, за счет фильтрации нефти по пласту, и роль капиллярных сил при этом невелика [2]. В продуктивных коллекторах за счет действия сил поверхностного натяжения на расстоянии 20 - 30 см от стенки скважины до 30 - 40% порового объема остается насыщенным фильтратом ПЖ [2, 4]. Отличие фильтрата по своим электрическим и нейтронным характеристикам от жидкости, насыщающей пласт, позволяет по результатам ГИС в течение длительного периода разработки осуществлять контроль за выработкой запасов нефти независимо от минерализации закачиваемой воды [2].

### Исследование расформирования зоны проникновения в продуктивном коллекторе

Скважина 6146к пробурена в декабре 1997 г. в западной части Тевлинско-Русскинского месторождения. Из продуктивных интервалов пласта БС<sub>10</sub><sup>2-3</sup> проводился отбор керна, что привело к увеличению сроков строительства и размера зоны проникновения фильтрата ПЖ. По данным обработки БКЗ в водоносном пласте диаметр зоны проникновения достигает 6 диаметров скважины. Сопоставление результатов исследований разноглубинными зондами ИК-42 (рис. 1) и зондов ВИКИЗ показывает, что за счет влияния проникновения фильтрата ПЖ с УЭС 0,7 Ом·м в продуктивные пласты, залегающие в интервале 2536,0 - 2549,2 м, в ближней прискважинной зоне сформировалась понижающая ЗП. В интервале 2536,0 - 2540,2 м УЭС пласта по данным зонда ЗИ-0,5 равно 16,5 - 18,0 Ом·м, по данным длинного зонда ЗИ-1,0 - выше 20 Ом·м. По результатам исследований ВИКИЗ УЭС пласта в этом интервале меняется от 8 - 9 Ом·м по данным коротких зондов до 26 - 28 Ом·м по самому длинному зонду. Ниже глубины 2549,2 м наблюдается проникновение, близкое к нейтральному или повышающее.

Исследования, выполненные аппаратурой ИК-42 в марте 1998 г., через два с половиной месяца после цементирования обсадной колонны, показали, что в интервале 2536,0 - 2549,2 м отмечается рост значений УЭС пласта (рис. 1). В интервале 2539,2 - 2540,8 м по данным зонда ЗИ-0,5 УЭС увеличилось с 16,5 до 31,3 Ом·м, что соответствует росту нефтенасыщенности с 74,7 до 81,2%. В интервалах продуктивных коллекторов 2549,2 - 2550,6, 2551,0 - 2552,6, 2553,2 - 2555,0 м, где по показаниям разноглубинных зондов ИК-42 и ВИКИЗ в январе 1998 г. не наблюдалась значимая разница в УЭС пластов,

отмечается их незначительное изменение. В водоносном интервале 2556,4 - 2557,6 м наблюдается снижение УЭС пласта.

Изменения УЭС коллекторов связаны с расформированием зоны проникновения, которое в нефтяных и водоносных объектах происходит по-разному. В продуктивных пластах за счет действия капиллярных сил электропроводящий фильтрат из пор большого диаметра втягивается в глубь пласта, в поры малого диаметра, и замещается непроницающей нефтью, в результате чего растет УЭС этих пластов. В водоносном объекте фильтрат вытесняется минерализованной водой с УЭС 0,14 Ом·м и УЭС пласта уменьшается. Проведенные исследования показывают, что возрастание УЭС в процессе расформирования понижающей ЗП является признаком продуктивного коллектора, не содержащего подвижной воды. В то же время небольшое количество связанной воды (19 - 24%) и ее достаточно слабая контрастность по сравнению с насыщающей пласт нефтью не

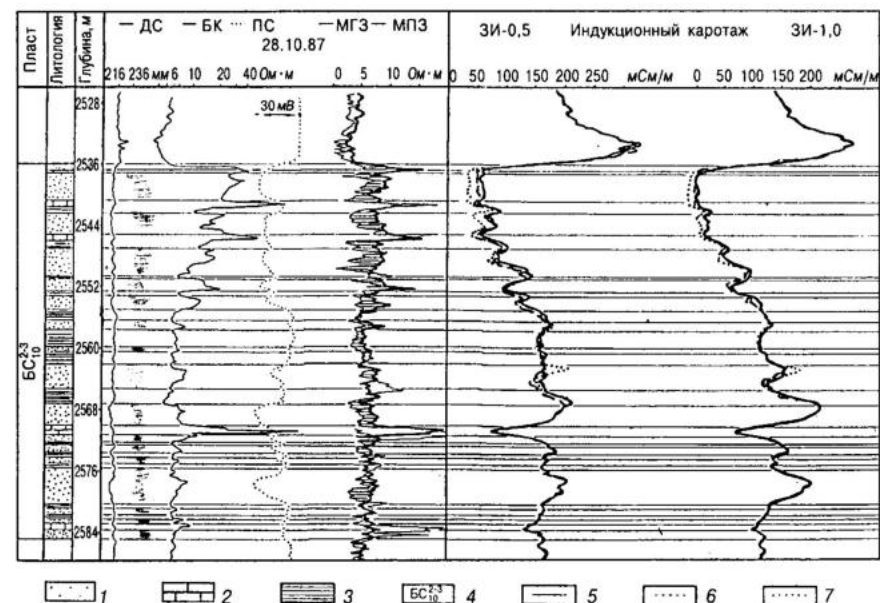


Рис. 1. Результаты периодических исследований методом ИК в скв. 6146к (СПХ) Тевлинско-Русскинского месторождения: 1 - песчаник; 2 - уплотненные пропластки; 3 - аргиллиты; 4 - индекс пласта; исследования проведены: 5 - 28.12.97 г.; 6 - 06.01.98 г.; 7 - 20.03.98 г.

позволяют по результатам ИК обнаруживать повышенную водонасыщенность у стенки скважины. /

В скв. 1450 Западно-Сургутского месторождения, пробуренной в декабре 1983 г., в пласте  $BC_1$  наблюдается проникновение, близкое к нейтральному, УЭС пласта по данным БК изменяется от 20 до 35 Ом·м, по данным ИК - от 18 до 30 Ом·м (рис. 2). В нижнем пласте  $BC_{2,3}$  УЭС по данным БК равно 12 - 15 Ом·м, по данным ИК (зонд ЗИ-1,0) - 7 Ом·м. По результатам исследований в открытом стволе пласт  $BC_1$  характеризуется как нефтенасыщенный, значения  $k_n$  меняются в пределах от 68 до 74%, пласт  $BC_{2,3}$  - как нефтеводонасыщенный ( $k_n = 46\%$ ).

Контроль нефтенасыщенности продуктивных пластов в начальный период наблюдений осуществлялся по данным одного зонда ЗИ-1,0. В пласте  $BC_{2,3}$  в интервале 2246,2 - 2248,2 м, отмечено постепенное увеличение УЭС от 7 до 10 Ом·м, а с учетом поправки за ограничен-

ную толщину пласта - до 14 Ом·м, что соответствует увеличению  $k_n$  с 46 до 63%. В интервале 2248,4 - 2250,8 м отмечено снижение УЭС от 7 до 4,8 Ом·м. Исследования во второй половине ноября 1986 и январе 1987 гг., выполненные тремя зондами ИК, показали, что в интервале 2246,0 - 2248,4 м УЭС пласта  $BC_{2,3}$  по данным зонда ЗИ-1,0 равно 14 Ом·м; ЗИ-0,5 - 12,7 Ом·м; ЗИ-0,25 - 17 Ом·м. В нижележащем интервале 2248,4 - 2250,8 м значение УЭС по всем зондам одинаково и равно 4,8 Ом·м.

Полученные результаты можно объяснить следующим образом. В процессе бурения в пласте  $BC_{2,3}$  образовалась сложная (комбинированная) зона проникновения. В ближней зоне коллектор насыщен пресным фильтратом ПЖ и имеет повышающую ЗП. В зоне исследований зондами ЗИ-1,0 и ЗИ-0,5 отмечается понижающее проникновение за счет оттеснения пресным фильтратом части рыхло связанной воды в глубь пласта и образования окаймляющей зоны пониженного сопротивления. Измерения, выполненные после спуска стеклопластиковой колонны и изоляции пласта, показали, что в результате замещения части пластовой воды нефтью в интервале 2246,2 - 2248,4 м УЭС возросло в два раза, следовательно, пласт не содержит подвижной воды. В нижней части пласта  $BC_{2,3}$  пресный фильтрат заместился пластовой водой, и УЭС уменьшились. В пласте с неопределенной на момент бурения нефтенасыщенностью четко выделяется ВНК на глубине 2248,4 м.

Несмотря на то, что прошло более трех лет с момента окончания скважины бурением, по данным ИКЗ полного расформирования ЗП в нефтенасыщенном интервале пласта  $BC_{2,3}$  не наблюдается.

Периодические замеры ИК отмечают увеличение УЭС пластов с пониженной нефтенасыщенностью и высокой начальной водонасыщенностью в скв. 1402 Западно-Сургутского, в скв. 2690, 2657 Федоровского, скв. 1303, 1304 Яунлорского месторождений, скв. 1522 Солкинской площади, всего в 12 скважинах со стеклопластиковыми хвостовиками. В них, как и в скв. 1450, по результатам периодических исследований многозондовой аппаратурой ИК в течение многих лет не отмечается полного расформирования ЗП, т. е. ближняя зона продуктивных пластов остается насыщенной фильтратом ПЖ. Наличие радиальной неоднородности призабойной зоны по нефтенасыщенности ограничивает возможности контроля нефтенасыщенности неперфорированных пластов по данным малоглубинных методов каротажа.

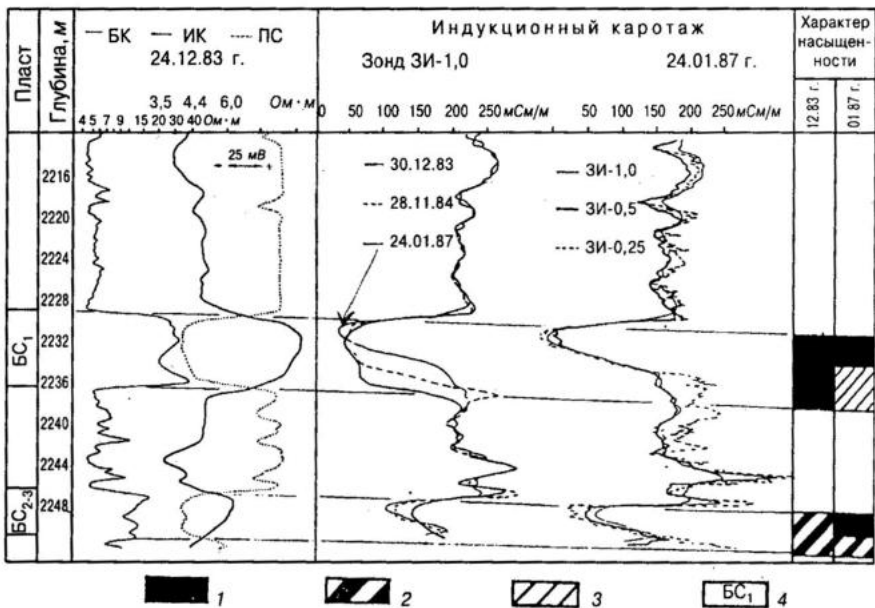


Рис. 2. Контроль за нефтенасыщенностью продуктивных пластов в скв. 1450 Западно-Сургутской площади: 1 - нефтенасыщенные; 2 - нефтеводонасыщенные; 3 - заводненные; 4 - индекс пласта

В условиях Западной Сибири понижающая ЗП с кольцевой зоной наблюдается преимущественно в пластах с начальной водонасыщенностью более 35 - 40%, когда пластовая вода за счет перепада давления оттесняется фильтратом ПЖ в глубину пласта. Наличие кольцевой зоны позволяет проследить динамические процессы, происходящие в ЗП, поскольку эта зона выполняет роль своеобразной "метки". Наличие окаймляющей зоны с низким УЭС приводит к занижению значений  $k_n$ , ошибкам в определении характера насыщенности пластов и, как следствие, занижению запасов нефти. В этих условиях для повышения точности определения нефтенасыщенности таких пластов при исследованиях в открытом стволе следует включить в комплекс ГИС методы ИКЗ, ВИКИЗ, ТЭМП, позволяющие проводить боковое зондирование высокочастотными фокусированными установками электрокаротажа.

#### Возможности контроля за выработкой запасов нефти методом ИК

По результатам периодических замеров ИК отмечены заводнение пласта БС<sub>1</sub> (рис. 2). Заводнение подошвенной части в интервале 2234,0 - 2235,8 м отмечено в ноябре 1984 г. Вторая фаза подъема ВНК отмечена в ноябре 1986 г. - обводнился интервал 2232,0 - 2234,0 м. Нефтенасыщенность в заводненной части пласта БС<sub>1</sub> находится на уровне остаточной и составляет 18 - 25%. В кровельной нефтенасыщенной части пласта наблюдается увеличение нефтенасыщенности с 74 до 79%. По состоянию на январь 1987 г. охват пласта заводнением был равен 0,54.

Контроль за выработкой продуктивных пластов осуществляется путем сопоставления последующих замеров ИК с базовым, выполненным до начала заводнения (рис. 2). При этом удается добиться погрешности определения положения ВНК не хуже  $\pm 0,2$  м, а также с относительной погрешностью 8 - 10% определять изменение нефтенасыщенности в процессе разработки пласта. Результаты экспериментальных исследований, выполненных в Западной Сибири, показывают, что абсолютная погрешность определения остаточной нефтенасыщенности пластов с пористостью выше 15% и толщиной более 2 м при их заводнении водой с минерализацией выше 5 г/л не превышает 5 - 6%.

Геофизический мониторинг выработки нефтяных пластов, обсаженных стеклопластиковыми трубами, на месторождениях Западной Сибири позволит уточнить геологическое строение залежей не-

фти, изучить процесс вытеснения нефти и оценить реально достигаемый в пластовых условиях коэффициент извлечения нефти. Целенаправленное формирование сети таких скважин, начиная с момента разбуривания месторождения, в количестве 10 - 15% от проектного фонда скважин, обеспечит количественный контроль за выработкой запасов нефти в течение всего периода разработки.

#### Заключение

1. Применение технологии геофизического мониторинга выработки нефтяных пластов в скважинах, обсаженных стеклопластиковой колонной, методом ИК на месторождениях Западной Сибири обеспечивает определение текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов с пористостью выше 15% и толщиной 2 м и более при заводнении их водой с минерализацией выше 5 г/л с абсолютной погрешностью 5 - 6%. Контроль за перемещением водонефтяного контакта обеспечивается с погрешностью  $\pm 0,2$  м.

2. В гидрофильных полимиктовых коллекторах Западной Сибири расформирование зоны проникновения в зоне исследования методом ИК во многом определяется действием капиллярных сил. В результате действия сил поверхностного натяжения фильтрат, проникший в продуктивный пласт при бурении вытесняется не полностью, и в промытой зоне часть пор остается насыщенной этим фильтратом. Радиальная неоднородность призабойной зоны по нефтенасыщенности может существенно затруднять контроль изменения нефтенасыщенности неперфорированных коллекторов по данным мало-глубинных методов каротажа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлов Н. Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах. М.: Недра, 1987. 152 с.
2. Орлинский Б. М., Дворкин В. И., Муслимов Р. Х. Контроль нейтронными методами за обводнением залежей нефти на разных стадиях разработки// Геология нефти и газа. 1987. № 9. С. 50 - 54.
3. Фельдман А. Я., Юдин В. А. Теоретическое исследование капиллярного расформирования зоны проникновения//Скважинные ядерно-геофизические исследования на месторождениях нефти, газа и твердых ископаемых. ВНИИЯГГ. 1978. С. 40 - 45.
4. Application of Induction Log for Monitoring Bed Waterflood in Cased Wells. V. I. Dvorkin, V. G. Dvoretzky, A. T. Panarin, R. KH. Muslimov//Transactions of 96 International Symposium on Wells Logging Techniques for Oilfield Development under Waterflooding 17 - 21 Sept. 1996. Beijing. V-pp. 612 - 627.



дискуссионный  
клуб



## ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У РОССИЙСКОГО ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА?

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) наряду с методом БКЗ можно отнести к наиболее значительным достижениям российской геофизики. Применение ИНК позволило существенно повысить эффективность геофизических исследований при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений в основных нефтедобывающих регионах страны. Потенциальные возможности этого метода, а главное, пути его дальнейшего развития хорошо понимались российскими учеными и практиками. Еще в 60-е годы были показаны теоретические возможности его новых модификаций, использующих спектральный анализ энергии гамма-квантов неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, излучаемых нейтронным генератором. Главным практическим результатом этих исследований является реализация возможностей метода углеродно-кислородного каротажа (С/О каротажа), как метода прямого определения нефтеводонасыщенности коллектора. Этим он отличается от косвенных методов решения той же задачи, использующих связь между значениями электрического сопротивления или времени жизни тепловых нейтронов и нефтегазонасыщенностью пласта. Это положение справедливо, по крайней мере, при исследованиях коллекторов терригенного состава, не содержащих карбонатный цемент, битумный и углистый материалы.

Вместе с тем у метода С/О каротажа есть один главный недостаток - малая глубина исследования (не более 10 - 15 см от стенки скважины). Поэтому С/О каротаж не конкурентен по отношению к электрическому каротажу и практически бесполезен при исследованиях в необсаженных скважинах, бурящихся на водных промывочных жидкостях. Но он серьезный конкурент ИНК при исследованиях неперфорированных пластов в эксплуатационных скважинах - основной области применения ИНК.

В условиях разработки нефтяных месторождений с закачкой пресных или низкоминерализованных вод с переменной минерализацией преимущества С/О каротажа по сравнению с ИНК очевидны,

так как его результаты мало зависят от минерализации воды. Но главное даже не в том, что данные С/О каротажа позволяют получать более однозначную информацию о характере насыщенности пласта. Все дело в том, что, как показал зарубежный опыт, созданная в США аппаратура и методика С/О каротажа позволяют измерять практически весь спектр вторичного гамма-излучения - как гамма-излучения неупругого рассеяния, так и гамма-излучения радиационного захвата. В этой связи было бы более правильным С/О каротаж называть спектральным импульсным нейтронным гамма-каротажем (СИНГК).

Американская аппаратура указанного назначения записывает до 30 диаграмм интенсивности гамма-излучения в наиболее информативных диапазонах энергетических спектров ГИНР и ГИРЗ. Таким образом, по существу реализуются такие виды исследований, как элементный каротаж по основным пороодообразующим элементам, хлорный каротаж и, наконец, измерение времени жизни тепловых нейтронов. При этом может быть получена практически вся информация, принципиально достижимая по данным ИНК, включая определение водородосодержания пластов. Из сказанного следует, что, в конечном итоге, отечественному варианту ИНК без спектрометрической регистрации излучения грозит участь остаться не у дел. Его может ожидать судьба методов НГК-ННК и активации хлора и натрия, когда появился тот же ИНК и вытеснил эти менее эффективные методы из производственной практики.

Есть ли резервы у неспектрометрической модификации ИНК, чтобы уцелеть в борьбе за заказы на исследования скважин? В перспективе, думается, нет.

Его доступность и дешевизна в условиях конкуренции на рынке услуг - недолговременные преимущества. Высокие цены на американскую аппаратуру не оправданы себестоимостью ее изготовления - это монопольные цены. Они рухнут, как только будет налажено собственное изготовление российской аппаратуры. Поэтому тратить средства и время на разработку интегральных типов ИНК или на их усовершенствование в перспективном плане явно нецелесообразно. Актуальной, однако, остается задача, как наиболее эффективно использовать существующий парк приборов ИНК, изготовленных ранее или изготавливаемых в настоящее время. Очевидно, что требуется определенное время на перевод российского импульсного нейтрон-

ного каротажа на современный спектральный вариант с возможностью регистрации спектров ГИРЗ и ГИНР.

### Выводы

1. Российский импульсный нейтронный каротаж реализуется в настоящее время преимущественно в интегральном варианте. Этот метод неизбежно уступит свое место при каротаже эксплуатационных скважин более информативному методу С/О каротажа.

2. Будущее за С/О каротажем, а также за спектральным ИНК с регистрацией ГИНР и ГИРЗ, поэтому самой актуальной задачей, стоящей перед разработчиками метода и аппаратуры ИНК, является завоевание этого рынка, пока его не завоевали иностранные компании.

3. На переходный период есть возможность реализовать методические резервы, позволяющие повысить эффективность интегрального ИНК при контроле за разработкой в условиях обводнения нефтяного пласта низкоминерализованными водами и водами с переменной и неизвестной минерализацией.

### Послесловие "Каротажника"

*Я. Н. Басин - один из известных отечественных геофизиков, много сделавший для создания и внедрения технологий импульсного нейтронного каротажа применительно к решению задач разведки и разработки нефтегазовых месторождений, поэтому его мнение о перспективах импульсного нейтронного каротажа на российском рынке геофизических услуг несомненно представляет интерес для читателей "Каротажника".*

*Публикацию статьи Я. Н. Басина именно в рубрике "Дискуссионный клуб" просим рассматривать как адресованное специалистам в области импульсных нейтронных методов приглашение высказаться на страницах этой рубрики по существу затронутых автором вопросов.*

*"Каротажник" приносит Я. Н. Басину искреннюю благодарность за продолжение авторского участия в издании вестника и за то, что, проживая в последние годы в США, он остается патриотом и ярким болельщиком российской промысловой геофизики!*

Л. В. Бudyko  
АК "Транснефтепродукт"

## ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО МАТЕРИАЛАМ ВОЛНОВОГО АК

Важность достоверной геофизической информации о проницаемости пластов при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений нефти и газа в комментариях не нуждается. Тем не менее, сегодня нет геофизического метода, по данным которого успешно решалась бы эта задача. Наиболее изученной в этом отношении считается проблема определения проницаемости терригенного порового коллектора по материалам каротажа сопротивлений. Огромный объем экспериментальных и теоретических работ, выполненный в 40 - 60 годах, привел, к сожалению, к неутешительному выводу о том, что, за исключением отдельных частных случаев, результаты электрического каротажа рассматриваемую задачу не решают. По мнению одного из основных исследователей этой проблемы Г. С. Морозова, успешное определение проницаемости по электрокаротажу возможно лишь при наличии тесной корреляционной связи между этим свойством пласта и его пористостью. Эта связь же, как известно, в большинстве случаев либо очень слаба, либо вовсе отсутствует. Аналогичный вывод был получен в 50-х годах и при изучении возможностей методов ПС и ВП.

В свете сказанного публикация В. Н. Крутина, М. Г. Маркова "Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты" ("Каротажник", вып. 57) вызывает значительный практический интерес, поскольку впервые после длительного перерыва затрагивает тему определения проницаемости по данным ГИС, а в качестве средства решения проблемы исследуются возможности относительно "молодого" метода - волнового АК. На наш взгляд, публикация относится к числу дискуссионных, поскольку ее содержание вызывает массу вопросов и замечаний, а некоторые ее положения явно не бесспорны. Полагая, что страницы "Каротажника" предназначены, в основном, для геофизиков-производственников, мы не исключаем, что те же или аналогичные вопросы могут возникнуть (или уже возникли) и у других читателей.

Принципиальная возможность определения проницаемости порового коллектора по данным АК известна давно. Еще более 20 лет

назад в литературе, в частности, в [2, 5], встречалось упоминание о том, что в высокопроницаемых зернистых породах наряду с обычным "классическим" поглощением энергии волн, величина которого на звуковых частотах невелика, возможно некое дополнительное поглощение энергии, обусловленное ее расходом на вибрацию флюида в порах коллектора, следовательно, на трение флюида о скелет породы. Величина этого поглощения может оказаться существенной. Развивая эту мысль, нетрудно догадаться, что дополнительное поглощение энергии напрямую связано с проницаемостью породы, ибо трудно представить себе жидкость, колеблющуюся в закрытых порах коллектора. Жаль, что доказательное обнаружение потерь энергии, связанных с проницаемостью, на фоне потерь, обусловленных другими причинами, не стало предметом исследования авторов статьи.

Статья начинается с сообщения о том, что распространение волнового поля в насыщенной пористой среде описывается теорией Френкеля-Био, основные положения которой сводятся к существованию в такой среде двух типов продольных волн. На наш взгляд, следовало бы объяснить, какое отношение к проницаемости имеет эта информация, поскольку обе указанные волны в дальнейшем нигде не упоминаются. Кроме того, теория Био, насколько известно, разработана для пористой слабоуплотненной среды, насыщенной вязкой жидкостью [7]. Этому условию в полной мере удовлетворяют верхние рыхлые слои осадочного чехла (почва, влажные грунты) и вряд ли - нефтегазовые коллекторы на глубинах свыше 1 - 1,5 км.

Неясно назначение рис. 1. Перечень условий и предположений, принятых при решении уравнений и построении ВК, нуждается, по нашему мнению, хотя бы в минимальной расшифровке. Почему, например, глинистая корка при построении ВК имитировалась каким-то абстрактным "низкоскоростным вязкоупругим слоем", а не просто глинистой коркой, свойства которой неплохо известны? Что такое "обладающая собственным затуханием жидкость"? Термин "затухание жидкости", тем более "собственное", непонятен. Что значит "поглощение в скелете"? Что именно поглощает скелет и поглощает ли? Почему при расчете ВК "свойства породы соответствуют известняку"? Какие именно свойства "соответствуют" и почему не алевролиту, не песчанику? Ведь хорошо известно, что при прочих равных условиях затухание упругой энергии в терригенной и карбонатной породах совершенно разное, а проверку своих теоретических

результатов авторы проводили в Якутии все же в терригенном разрезе. Почему выбран известняк пористостью именно 15%?

Сделать выводы из рис. 1 самостоятельно читателю крайне сложно, т. к. текст статьи и подрисовочная подпись противоречат друг другу. Так, в тексте говорится, что ВК “б” соответствует проницаемости  $1 \text{ мд}$ , в подписи же под рисунком -  $1 \text{ д}$ . Судя по подрисовочной подписи, картины “б” и “д” соответствуют “закрытой границе” (проницаемость известняка в обоих случаях -  $1 \text{ д}$ ), между тем эти картины явно не идентичны. Картина “а” (непроницаемый пласт) по-разному отличается от картин “б” и “д”, хотя обе они соответствуют одинаковой проницаемости. Неясно, вытекает ли вывод о том, что на частотах АК “кинематические параметры всех типов волн мало чувствительны к изменению проницаемости породы”, из рис. 1, или он получен иным путем?

Авторы считают, что “затухание упругих волн в скважине, расположенной в насыщенной пористой среде, обусловлено действием двух гидродинамических механизмов: трением жидкости о стенки поровых каналов и фильтрацией жидкости в поровые каналы на границе “скважина-пласт”. Бесспорность этого высказывания, по нашему мнению, сомнительна. Имеются в виду не сами гидродинамические механизмы, а то, что в действительности основные потери энергии, т. е. ее затухание, происходят не в скважине, а в пласте, т. е. в той самой “насыщенной пористой среде”. Кроме того, причин затухания энергии в породе много, поэтому увязка его лишь с двумя отмеченными механизмами представляется некорректной. Что касается затухания энергии именно в скважине, то оно при постоянстве плотности промывочной жидкости (ПЖ) существенно меньше диссипативных потерь энергии в пласте.

Большой интерес представляет рис. 2, на котором в виде графиков показаны результаты математического моделирования зависимости полной энергии, энергии гидро-, поперечной и продольной волн от проницаемости для “открытой” и “закрытой” границ пласта, т. е. для случаев отсутствия и наличия глинистой корки. Несмотря на мелкий масштаб графиков, они вполне позволяют составить объективное представление о потенциальных возможностях перечисленных волн для определения проницаемости. Неясно лишь, почему на рисунке нет аналогичного графика для волны Лэмба-Стоунли (он изображен отдельно на рис. 3, б, а в качестве исследуемого пара-

метра выступает не энергия волны, а ее амплитуда). Анализируя графики, авторы приходят к выводу о том, что “... динамические параметры пакета продольной волны мало чувствительны к изменениям коэффициента проницаемости, а динамические параметры остальных типов волн **в той или иной мере** (выделено нами - Л. Б.) от коэффициента проницаемости зависят”. Процитированный вывод, в особенности выделенная его часть, представляется нам незаслуженно скромным, ибо чисто визуально заметна существенная зависимость энергии перечисленных волн от проницаемости, а несложные подсчеты показывают, что при изменении проницаемости от  $1 \text{ мд}$  до  $1 \text{ д}$ :

- полная энергия при “закрытой” границе уменьшается в 7 раз, а при “открытой” - в 2 раза;
- энергия гидроволны уменьшается соответственно в 12 раз и в 2 раза;
- энергия поперечной волны - в 4,5 и в 3,5 раза;
- энергия продольной волны - в 1,4 и в 1,3 раза;
- амплитуда волны Лэмба-Стоунли при “закрытой” границе уменьшается в 1,4 раза, а при “открытой” - в 5 раз.

Полученные цифры вызывают некоторое недоумение. Почему, например, уменьшение энергии гидроволны более существенно по сравнению с уменьшением полной энергии? Ведь последняя “состоит” из энергии гидроволны, волны Лэмба-Стоунли и почти 20% суммарной энергии поперечной и продольной волн! Или почему снижение амплитуды волны Лэмба-Стоунли при “открытой” границе больше, чем при “закрытой”, а уменьшение энергии всех волн и полной энергии - наоборот, меньше? Не исключено, что приведенные цифры могли бы выглядеть еще более эффектно, если бы был известен использованный авторами способ расчета энергии. Известно, что одни исследователи “получают” энергию как сумму квадратов одной или нескольких максимальных амплитуд волны, другие - как сумму квадратов амплитуд, образовавшихся при оцифровке ВК через определенный временной интервал, и, наконец, третьи - как сумму квадратов мгновенных амплитуд ВК, т. е.

$$E = \int_{t_0}^t U^2 dt,$$

где  $E$  - энергия волны;  $U$  - мгновенное напряжение на выходе приемника;  $t - t_0$  - длительность полной ВК или отдельных ее частей. Оче-

видно, что последний способ позволяет получить наиболее точные значения энергии.

Значительный интерес представляет вопрос об “открытой” и “закрытой” границах пласта, и в публикации ему уделено большое внимание. По нашим данным, отсутствие глинистой корки в интервале залегания коллектора отмечается крайне редко и является следствием чересчур усердной проработки скважины перед каротажем. Многократные контрольные записи каверномером, выполнявшиеся нами в процессе проведения комплекса ГИС, показали, что отсутствующая в начале работ корка начинала появляться там, где ей положено, уже через 2 - 3 ч, а спустя 7 - 8 ч после начала работ ее толщина достигала 1,5 - 2 см. (Условия эксперимента: поровые органогенно-обломочные среднезернистые доломитовые известняки,  $k_n = 16 - 20\%$ ,  $k_{пр} = 20 - 180 \text{ мд}$ , плотность ПЖ -  $1,3 \text{ г/см}^3$  вязкость -  $30 \text{ сП}$ , глубина залегания коллектора -  $1,5 \text{ км}$ ).

Учитывая, что при производстве комплекса ГИС акустические измерения в начале работ не выполняются, исследование “открытой” границы на практике маловероятно. Исключением из сказанного могут оказаться редкие эпизоды исследования высокопроницаемых грубозернистых коллекторов (гравелиты, аркозовые и граувакковые песчаники, крупнопористые карбонаты), когда ПЖ, не фильтруясь, проходит в поры пласта, а ее твердая фаза (бентонит, утяжелители) закупоривает каналы, образуя тонкий (несколько сантиметров) непроницаемый слой вблизи стенки скважины. Справедливость этого подтверждается, с одной стороны, практикой БКЗ (коллекторы без проникновения с двухслойными кривыми), с другой, - геолого-промышленными данными, свидетельствующими о значительных материально-технических и временных затратах для вызова притока из таких пластов. Учитывая изложенное, случай исследования “открытой” границы коллектора можно считать чисто теоретическим.

Сомнительным, на наш взгляд, выглядит утверждение авторов о непроницаемости глинистой корки. Если бы это действительно было так, не существовало бы проникновения фильтрата ПЖ в коллектор. Между тем, практика БКЗ показывает, что диаметр зоны проникновения может достигать внушительных размеров ( $D/d > 32$ ). Вероятно, правильной было бы сказать, что проницаемость глинистой корки существенно ниже проницаемости коллектора, на котором она образуется. Учитывая это, сомнения авторов, “отражают ли ре-

зина и парафин свойства корки” при моделировании, видимо, не беспочвенно. Очевидно, что не отражают, в особенности парафин, который, как углеводородосодержащее вещество, существенно “газит” энергию волн.

В течение последних 10 - 15 лет в отечественной и особенно зарубежной литературе появился ряд работ, посвященных использованию параметров волны Лэмба-Стоунли для определения проницаемости. Насколько нам известно, вплоть до настоящего времени этот вопрос окончательно не решен: нет единого мнения, какой параметр волны (скорость или затухание) желательно использовать для этой цели и каково влияние глинистой корки на параметры волны. По одним данным, влияние корки настолько велико, что нет смысла заниматься определением проницаемости, судя по другим, наоборот, влияние корки отсутствует. Не решен вопрос и о минимальной величине проницаемости, которая может быть обнаружена по параметрам волны Лэмба-Стоунли. По данным теоретических работ и скважинных исследований она колеблется от одного до сотен *миллидарси*. Существованием перечисленных разногласий, видимо, и следует объяснять значительное внимание, уделенное в статье исследованию возможностей волны Лэмба-Стоунли. Основным выводом авторов сводится к тому, что кинематические и динамические параметры волны Лэмба-Стоунли “значительно сильнее отражают изменения проницаемости при хорошем гидродинамическом контакте пласта со скважиной”. Если авторы имеют в виду, что сильнее по сравнению со случаем “плохого” контакта, т. е. при наличии глинистой корки, то это действительно так, и об этом уже говорилось. Еще один вывод авторов состоит в том, что результаты их теоретических исследований, приведенные на рис. 3 и 4, совпадают с экспериментальными данными Н. А. Смирнова, который в своих опытах имитировал глинистую корку слоем парафина. На наш взгляд, полного совпадения результатов нет, что видно из таблицы, в которой выводы Н. А. Смирнова, полученные им при проведении экспериментов, сравниваются с нашими выводами, сделанными при анализе двух упомянутых рисунков.

Других выводов по результатам теоретического изучения волны Лэмба-Стоунли в публикации нет, в связи с чем остается неясным отношение авторов к использованию параметров этой волны для определения проницаемости.

Таблица

Выводы Н. А. Смирнова	Выводы из рис. 3 - 4 публикации
При наличии глинистой корки влияния межзерновой проницаемости на скорость волны Лэмба-Стоунли не обнаружено	При наличии глинистой корки скорость волны Лэмба-Стоунли не зависит от проницаемости примерно до 150 мд. При больших значениях проницаемости такая зависимость есть
Наличие слоя парафина уменьшает значения скорости волны Лэмба-Стоунли (видимо, по сравнению со случаем отсутствия парафина - Л. Б.)	Действительно, уменьшает, но только при проницаемости до вышеуказанного значения. При $k_{np} = 150$ мд значения скорости совпадают, а при $k_{np} > 150$ мд скорость волны при "открытой" границе значительно ниже по сравнению со случаем наличия корки При увеличении толщины корки до 2,5 см скорость волны практически не изменяется (уменьшение скорости всего на 5%)
При наличии корки затухание волны Лэмба-Стоунли нечувствительно к изменению коэффициента проницаемости	Нечувствительно до величины $k_{np} = 150$ мд. При больших значениях $k_{np}$ очень даже чувствительно
Увеличение толщины корки приводит к значительному, до порядка, увеличению затухания волны	При увеличении толщины корки до 2,5 см амплитуда волны Лэмба-Стоунли уменьшается не на порядок, а всего на 30%

Неясно также, какой параметр каких волн авторы все же рекомендуют использовать для определения проницаемости. Можно лишь интуитивно догадываться, что при исследовании скважин Якутии они использовали амплитуду поперечной волны, в пользу чего говорят содержащиеся в публикации сведения об этой волне. В частности, сообщается, что глинистая корка влияет на поперечную волну меньше, чем на волну Лэмба-Стоунли. С этим трудно спорить, однако, как видно из рис. 2, сказанное в равной мере относится и к гидро-, и к продольной волне, и к полной энергии. Сообщается также, что кроме проницаемости, динамические параметры поперечной волны "зависят от состава пород (какого? - Л. Б.), их пористости, диаметра скважины и других факторов". Это также верно, однако те же

факторы влияют на **любые** волны и на полную энергию. (Кроме диаметра скважины. В [1] показано, что полная энергия не зависит от изменений диаметра скважины.) Если наше предположение об использовании авторами амплитуды поперечной волны верно, оно (использование), несомненно, отражает их принципиальную позицию, которую желательно было бы обосновать, тем более, что, как уже отмечалось, динамические параметры поперечной и других типов волн зависят от изменения проницаемости, по мнению авторов, лишь **в той или иной мере!**

Из очень сжатого описания методики геологической интерпретации данных волнового каротажа нелегко составить объективное представление о самой методике. Непонятно самое главное - на каком этапе и каким образом при определении проницаемости используются фактические ВК? Маловероятно, что они не нужны, тем не менее, об этом ничего не говорится. Неясно также, выполняются ли контрольные определения проницаемости на одних и тех же глубинах и какова сходимость результатов? Как быть, если нет двух пластов с известной различной проницаемостью, или ГДК не проводился? Наконец, вообще непонятно, о чем идет речь - об оценке проницаемости, пусть даже "количественной", или о ее определении? Ведь это - далеко не тождественные понятия. Авторы считают, что их методика положительно зарекомендовала себя на практике, ибо "проницаемость, рассчитанная таким образом, достаточно хорошо коррелирует с рассчитанной по ГДК". Нам кажется, одного этого утверждения мало. Следовало привести планшеты по всем трем исследованным скважинам, чтобы читатель смог самостоятельно оценить сходимость результатов определения проницаемости по ГДК и по амплитуде поперечной волны.

Недостатком своей методики авторы публикации считают невозможность ее использования в разрезах глинистых пород, поскольку в них отмечается "не связанное с проницаемостью уменьшение амплитуды поперечной волны". Действительно, наблюдается, но не только поперечной - всех типов волн и величины полной энергии, однако вряд ли это является основанием для исключения из интерпретации "глинистых интервалов". По нашему мнению, правильнее было бы говорить об исключении из рассмотрения пластов глин и сильно глинистых пород, не являющихся поровыми коллекторами. Что касается проницаемых пластов, то существует целый класс "глинистых

коллекторов" (Сев. Кавказ, Предкавказье, Приобье), содержание пелитов в которых достигает 35 - 40%. После введения поправок за глинистость материалы электро- и радиоактивного каротажа по таким отложениям нормально интерпретируются, в связи с чем не видно противопоказаний для расчета аналогичных поправок и для АК. Кстати, для полной энергии такая поправка рассчитана и успешно применяется на практике [1].

По нашему мнению, нуждается в практической проверке и рекомендация авторов об исключении из рассмотрения тонкослоистых интервалов разреза. Действительно, при толщине слоев, соизмеримой с длиной волны, рассеяние упругой энергии в связи с возникновением резонансных явлений происходит по более сложным в сравнении с "классическим" рассеянием законам. По этой причине зарегистрированная энергия (амплитуда) волн может оказаться больше или меньше ожидаемой. Тем не менее, учитывая, что излучатели скважинных приборов "выдают" не моноволну, а пакет волн в некотором диапазоне частот, а также учитывая, что и толщина слоев в пачке непостоянна, результирующая картина может оказаться вполне корректной за счет нивелирования эффектов резонанса.

Укажем на два очевидных недостатка, присущих **любым** методикам определения проницаемости по данным АК, о которых в публикации не говорится. Один из них связан с возможным рассеянием энергии волн на крупных порах. Выполненные нами расчеты показали [1], что при пористости породы 15% рассеяние полной энергии на единичной поре размером 1 мм достигает 0,15  $Hn/m$  (1 Непер = 8,68 дБ). Сказанное относится и к рассеянию энергии всех типов волн. Расчеты проводились для известняка, насыщенного фильтратом ПЖ плотностью 1,1  $г/см^3$ , форма пор - тетраэдр. С учетом максимальной погрешности регистрации полной энергии ( $\pm 5\%$ ) очевидно, что даже при небольшом содержании в коллекторе пор указанного размера и крупнее эффект рассеяния может оказаться весьма заметным. Поскольку современная аппаратура АК регистрирует лишь общее затухание волн, судить о соотношении поглощенной и рассеянной энергии невозможно. Сказанное означает, что при определении проницаемости по данным АК необходимо иметь хотя бы минимальное представление о порометрии изучаемых коллекторов. В противном случае не исключено получение проницаемости, в разной мере завышенной за счет рассеяния энергии на крупных порах.

При исследовании карбонатных поровых коллекторов не исключено присутствие в них как единичных, так и системы трещин, в связи с чем вполне вероятна регистрация дополнительного затухания энергии и за счет ее рассеяния на трещинах.

Другой недостаток методик состоит в принципиальной невозможности определения проницаемости продуктивных пластов в связи с значительным различием сжимаемости газа, нефти и воды (фильтрата ПЖ). По этой причине в интервалах залегания продуктивных коллекторов должно отмечаться существенное по сравнению с водонасыщенными пластами затухание энергии, что также приведет к завышению проницаемости. При глубоком проникновении фильтра влияние остаточной нефти газа на энергию волн может оказаться не столь большим по сравнению со случаями неглубокого проникновения, однако справедливость сказанного нуждается в практической проверке. Наш опыт свидетельствует, что различие значений полной энергии выше и ниже ВНК (пористость известняка - 18%, остаточная нефтенасыщенность - 35%) составляет около 20%, что значительно превышает погрешность измерений.

Недостатки статьи в части оформления рисунков, стиля изложения и геофизической лексики, в ряде случаев сильно затрудняют понимание написанного. Графики рис. 2 построены в двойном логарифмическом масштабе, а сходные с ними графики рис. 3, б - в полулогарифмическом. Это обстоятельство усложняет сопоставление и анализ рисунков. На одном из них в качестве динамического параметра волн используется их энергия, а на другом - амплитуда. На рис. 3, а показаны графики зависимости интервального времени волны Лэмба-Стоунли от проницаемости, однако в работе нет аналогичных графиков для продольной, поперечной и гидроволны, в результате чего читателю приходится верить авторам на слово, что кинематические параметры **всех** типов волн мало чувствительны к изменению проницаемости. На оси абсцисс рис. 3 значения проницаемости показаны в *дарси*, а на рис. 2 - в единицах площади ( $фм^2$ ), что затрудняет их сопоставление.

Нельзя не согласиться с мнением автора работ [3, 4] о недопустимости использования в научных статьях стиля и лексики, принятых в разговорной речи. Рассматриваемая статья изобилует такими примерами. Приведем лишь некоторые из них: **мелкое переслаивание пород с контрастными упругими характеристиками ...** - переслаивают-

ся, вообще говоря, не породы, а пласты (слои), причем не "мелко", а часто. Для этого случая в общей геологии предусмотрены термины "тонкослойный разрез" и "частое переслаивание тонких пластов". Упоминание о "контрастных" (видимо, различающихся) упругих свойствах пластов в данном случае излишне, ибо очевидно, что при одинаковых свойствах был бы монолит, а не переслаивание; **падение амплитуд акустических сигналов** ... - ясно, что амплитуда сигнала не может падать или подниматься, она увеличивается или уменьшается; **проницаемость хорошо коррелирует с...** - значения проницаемости, полученные разными способами, могут совпадать или не совпадать одно с другим, но никак не "коррелировать" друг с другом; **скважина расположена в пористой насыщенной среде** ... - скважина - это горная выработка, она не располагается в чем-либо, а **пересекает** (вскрывает) пласты пород, в т. ч. пористых и насыщенных; **зависимость проницаемости от параметров акустического сигнала** ... - так не бывает, параметры должны зависеть от проницаемости.

Говоря конкретно об энергии волны, ее амплитуде или интервальном времени, авторы, тем не менее, постоянно пользуются обобщающими терминами "динамические параметры" или "кинематические параметры". Точно так же, исследуя влияние глинистой корки на затухание и интервальное время волны Лэмба-Стоунли, авторы говорят о зависимости этих параметров от "свойств корки", хотя на самом деле рассматривают только ее толщину. Говоря об ослаблении упругой энергии глинистой коркой или скелетом породы, авторы в одних случаях употребляют термин "поглощение" в других - "затухание" энергии или волны. Известно, что поглощение энергии - это один из физических процессов, обуславливающих ее затухание. Поэтому было бы целесообразней говорить только о затухании энергии, поскольку авторы вряд ли смогут привести веские доказательства поглощения энергии скелетом породы или коркой. Кстати, смешение именно этих терминов характерно для большинства научных работ по АК и даже для учебных пособий и учебников.

В заключение, учитывая дискуссионный характер настоящей публикации, позволим себе высказать некоторые соображения по существу рассматриваемой проблемы. Выше уже отмечалась невысокая эффективность электрического каротажа при определении проницаемости. Причины этого видны из рассмотрения известной формулы [6]

$$k_{np} = \frac{k_n^3}{f T^2 S^2},$$

где  $k_{np}$  и  $k_n$  - соответственно коэффициенты проницаемости и пористости;  $f$  - коэффициент формы пор (сфера, тетраэдр, октаэдр и пр.);  $T$  и  $S$  - соответственно извилистость поровых каналов и удельная поверхность зерен породы. Последние два параметра зависят от степени отсортированности обломочного материала и его дисперсности. Из уравнения следует, что в зависимости от значений  $T$  и  $S$  одному значению проницаемости может соответствовать целый ряд значений пористости, и наоборот. Вольно или невольно, этого не отрицают и авторы публикации, поскольку при моделировании своих зависимостей они задавали породе с фиксированной пористостью различные значения проницаемости. Неоднозначность связи между двумя этими свойствами породы как раз и предопределяет неуспех определения проницаемости по электрокаротажу, ибо одному значению  $k_{np}$  может соответствовать несколько значений удельного сопротивления, которое, как известно, зависит, в основном, от пористости. Не влияет ли эта неоднозначность и на эффективность определения проницаемости по материалам волнового АК? Проанализируем уравнение, увязывающее поглощение упругой энергии с волновыми параметрами,

$$\gamma = \frac{1}{R} \ln(E_p/E_\phi),$$

где  $\gamma$  - поглощение энергии волн за счет трения фильтра ПЖ о скелет породы;  $E_p$  - расчетное значение энергии, т. е. значение, которое с учетом всех видов потерь должно регистрироваться при отсутствии проницаемости породы;  $E_\phi$  - фактически зарегистрированная энергия, учитывающая и полезный эффект (если он есть, разумеется);  $R$  - расстояние между одноименными элементами зонда. Из уравнения видно, что каждому фактически зарегистрированному значению энергии в зависимости от диапазона изменения пористости пласта может соответствовать ряд значений поглощения  $\gamma$ , или, что то же самое, ряд значений проницаемости, поскольку величина  $E_p$  зависит, в первую очередь, от пористости. Другими словами, неоднозначность связи пористости пласта с его проницаемостью может оказать существенное влияние на эффективность определения послед-

ней по волновому АК, вплоть до невозможности таких определений. Сказанное означает, что нормирование уравнения многомерной регрессии по опорным пластам с известной проницаемостью, как это делают авторы публикации, в общем случае вряд ли оправдано: искомые значения проницаемости интерпретируемых пластов при этом окажутся жестко фиксированными, хотя на самом деле могут быть какими угодно. По этой причине предлагаемая авторами методика расчета проницаемости, вероятно, может использоваться лишь в случае априорной тесной связи между пористостью и проницаемостью коллектора.

Другое соображение касается минимального значения проницаемости, которое может быть обнаружено по волновым параметрам. По-видимому, разногласия по этому поводу во многом объясняются различием "идеологий" исследователей, т. е. тем, какие факторы и в какой мере, по мнению каждого из них, влияют на параметры волн, следовательно, полнотой учета этих факторов. Объективное представление о минимальной проницаемости, на наш взгляд, можно получить только по материалам скважинных работ. Основываясь на личном опыте, можем утверждать, что нижний предел проницаемости, устанавливаемый по данным волнового АК, составляет не менее нескольких сот *миллидарси*. В частности, при максимальной проницаемости 250 *мд*, характерной для лучших поровых (преимущественно карбонатных) коллекторов Афгано-Таджикской впадины, нами при обработке материалов по нескольким тысячам пластов не отмечено ни одного (!) случая расхождения расчетной и фактически зарегистрированной полной энергии. Иными словами, при проницаемости породы до 250 *мд* (керновые определения) потерь энергии, связанных с ее поглощением, либо нет, либо они настолько малы, что не могут быть зарегистрированы используемой аппаратурой АК. Кстати, "повальное" совпадение значений  $E_p$  и  $E_\phi$  как нельзя лучше говорит и об отсутствии влияния глинистой корки на полную энергию, несмотря на то, что ее толщина часто достигала 3 см.

Еще одно соображение относится к выбору волнового параметра, который необходимо использовать для определения проницаемости. Таким параметром, несомненно, должна быть энергия волн, точнее, энергия полной ВК. Использование энергии продольной волны не годится ввиду небольшой величины полезного эффекта, энергии поперечной волны - нежелательно, т. к. эффект не максимален. Об ис-

пользовании энергии волны Лэмба-Стоунли говорить не приходится в связи с отсутствием на практике "открытой" границы, а также в связи с тем, что при наличии глинистой корки полезный эффект такой же, как и в случае продольной волны. Максимальными потенциальными возможностями в этом отношении обладает гидроволна, однако ее энергия также не может использоваться для определения проницаемости в связи с существенными проблемами идентификации гидроволн на волновых картинах и огромной погрешностью регистрации их динамических параметров. Сказанное в равной мере относится и к волне Лэмба-Стоунли, а в некоторых случаях - и к поперечной волне. Принято считать, что для решения этих проблем необходимо использование сложной многоэлементной скважинной аппаратуры АК и суперсовременного программного обеспечения обработки полученного материала.

Маловероятно, что производственные геофизические предприятия обеспечены сегодня тем и другим в должной мере. На фоне сказанного полная энергия, безусловно, оказывается "фаворитом", поскольку обладает почти максимальным полезным эффектом и просто и надежно регистрируется с помощью **любой** аппаратуры АК.

С учетом изложенных соображений предлагается технологическая схема, позволяющая, по нашему мнению, установить в каждом регионе реальную эффективность волнового АК при определении проницаемости порового коллектора. Схема базируется на построении графика зависимости поглощения полной энергии от проницаемости  $\gamma = f(k_{np})$  и последующем его использовании для определения этого свойства пород. Предполагаемый вид графика показан на рисунке. Для построения графика необходимо последовательно выполнить следующие операции:

- выделить по данным комплекса ГИС коллекторы, проницаемость которых необходимо определить;
- снять характерные значения с диаграммы полной энергии в интервалах выделенных коллекторов, т. е. определить величины  $E_\phi$ ;
- определить для тех же пластов с использованием необходимой информации о породе и о скважине расчетные значения полной энергии  $E_p$ ;
- сравнить значения  $E_\phi$  и  $E_p$  с учетом погрешности записи полной энергии. При этом возможны три случая:  $E_\phi = E_p$ ,  $E_\phi > E_p$  и  $E_\phi < E_p$ . Первый случай, вполне очевидно, говорит, что эффекта проница-

емости либо нет, либо он не регистрируется в связи с его ничтожно малой величиной. Этому случаю соответствует левая ветвь графика, совпадающая с осью абсцисс. Второй случай принципиально невозможен и свидетельствует об ошибке в расчетах либо о недостоверной исходной информации. То и другое обычно легко обнаруживается. Последний случай означает, что пласт - заведомо хороший коллектор, т. е. налицо полезный эффект;

- собрать сведения о проницаемости выделенных пластов и построить график. Используемые при этом значения  $k_{пр}$  могут быть получены по данным ГДК, геолого-промысловым данным и по керну. Учитывая различную точность определения проницаемости перечисленными методами, предпочтение необходимо отдавать керновым определениям, а результаты первых двух методов корректировать с помощью керновых данных.

Очевидно, что построение графика целесообразно начать со скважин, в которых проводился волновой АК и имеются определения проницаемости. Разброс точек на графике может быть обусловлен разными причинами, основной из которых является степень однозначности связи между пористостью и проницаемостью. Поскольку факторами, ослабляющими эту связь, являются величины ранее рас-

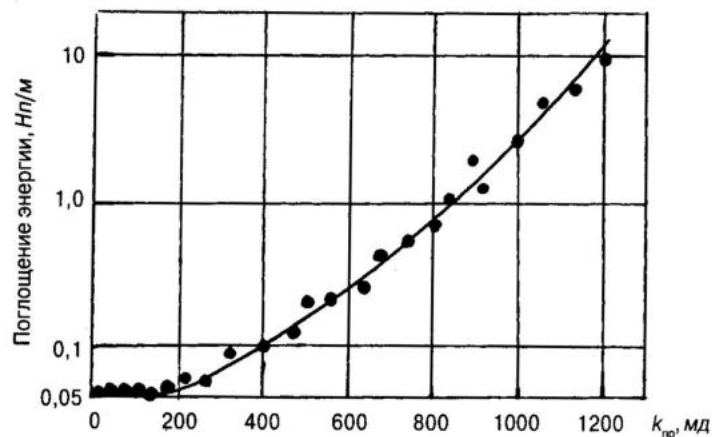


Рис. Предполагаемый вид графика зависимости поглощения полной энергии от проницаемости

смотренных параметров  $T$  и  $S$ , а также тип и состав цемента породы [6], точки на графике желательнее каким-то образом маркировать по различным признакам: зернистости породы (кз, сз, мкз), минеральному составу ее скелета (кварцевая, полевошпатовая, полимиктовая и пр.), типу цемента (контактно-поровый, базальный), его составу (глинистый, карбонатный, железистый, слюдястый и пр.), пористости. Графики необходимо строить отдельно для терригенных и карбонатных пород, а также для каждого стратиграфического подразделения. Отсутствие разброса точек по перечисленным признакам, или его малая величина должны свидетельствовать об относительной однородности коллектора и повышать вероятность успешного определения его проницаемости. Не исключено, что даже при наличии существенного разброса точек удастся получить семейство кривых, каждая из которых будет соответствовать определенному типу коллектора. Невозможность проведения осредняющей линии графика (или семейства кривых) после набора достаточной статистики должно означать непригодность данных волнового АК для определения проницаемости.

Другой вероятной причиной разброса точек может стать, как уже говорилось, рассеяние энергии на крупных порах на трещинах, а также продуктивность коллектора. В последнем случае, на наш взгляд, стоит попытаться, хотя бы временно, не исключать из рассмотрения полученные точки, поскольку остаточная нефтегазонасыщенность зоны проникновения фильтрата (особенно в случае газоносных пластов) может оказаться низкой и не сильно влиять на результаты интерпретации.

Основным условием оперативного получения готового к дальнейшему использованию графика (графиков) является, очевидно, присутствие в изучаемых разрезах разнопроницаемых пластов. В этом случае точки на графике будут характеризовать широкий диапазон изменения проницаемости. Время набора статистики, в принципе, не лимитировано - оно способствует лишь повышению достоверности определения проницаемости.

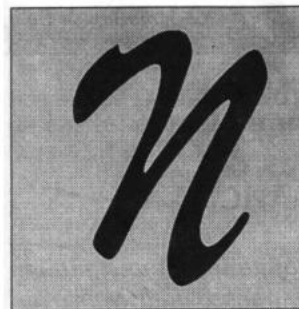
Очевидный недостаток описанной технологии заключается в невозможности заблаговременного построения графика по материалам скважин старого фонда с имеющимися определениями проницаемости и отсутствием записей волнового АК или наоборот. Этот недостаток обуславливает невозможность оперативного определения

проницаемости в первой скважине, вскрывшей новый геологический разрез, особенно при отсутствии материалов ГДК и керна.

К не менее очевидным положительным моментам технологии можно отнести ее простоту, наглядность, ненужность опорных пластов с известной проницаемостью и построения синтетических ВК. Главное же - это возможность постоянного (по мере накопления статистики) уточнения аппроксимирующего графика, что ведет к повышению точности определения проницаемости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будыко Л. В. Акустический каротаж скважин Юго-Западного Таджикистана//Обзор. информ. ТаджикНИИНТИ. Душанбе, 1986.
2. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. Акустический каротаж. Л.: Недра, 1970.
3. Зайченко В. Ю. Основы терминологии прикладной геофизики//НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1995. Ч. 1. Вып. 17, 1996. Ч. 2. Вып. 20.
4. Зайченко В. Ю. Еще раз о геофизической лексике//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 49.
5. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978.
6. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1956.
7. Biot M. A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. J. Acoust. Soc. Amer. 1956. Vol. 28. No. 2.



представляет  
Вам



**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА  
(НИПИМУНАЙГАЗ) -  
НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*(Создан более 25 лет назад как территориальный институт для научного обеспечения разработки месторождений Мангышлака. Расположен на восточном побережье Каспийского моря в г. Актау)*

*Адрес: 466200, г. Актау, микрорайон 6, здание 2, НИПИМУНАЙГАЗ  
И. о. генерального директора - Кенжалиев Алибек Фазылович  
Тел/факс (3292) 53-17-89, 53-13-00  
Зав. отделом научно-технической информации - Переяславцева В. Г.*

**Структура:** департамент геологии и разработки; департамент добычи нефти и газа; департамент бурения; департамент проектирования, обустройства; департамент науки, новой техники и технологии; отдел экологии и экспертизы; способствующие подразделения: нефтепромысловое управление, Мангышлакская изыскательская экспедиция.

**Численность** - 398 чел., из них 314 инженерно-технических и научных работников, в том числе 10 кандидатов и докторов наук.

**Основные направления деятельности:** геология, разработка, бурение, проектирование строительства нефтяных и газовых скважин.

**Основные достижения:** участие в проектировании разработки месторождения Узень. Проекты разработки и обустройства таких крупных месторождений, как Жетыбай, Каламкас, Кумколь, Оймаша, Сев. Бузачи и остальных месторождений Мангышлака выполнены полностью специалистами института. В настоящее время институт вышел на мировой уровень.

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ГЕОТЕСТ"  
(ЗАО СП "ГЕОТЕСТ") -  
НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*(Создано в 1994 г.)*

*Адрес: 625007, г. Тюмень, ул. Чаплина, 123/159  
Тел/факс (3452) 32-72-23  
Директор - Косаняк Иван Николаевич  
Тел/факс (3452) 32-72-23  
Заместитель директора по науке и маркетингу -  
д. т. н. Хоминец Зиновий Дмитриевич  
Тел/факс (03422) 2-34-28, тел. (03436) 2-14-79*

**Численность** - 10 чел., в том числе 1 доктор технических наук. Все сотрудники имеют высшее техническое образование.

**Количество производственных отрядов** - 5.

**Годовой объем работ в денежном выражении** - 5,0 млн руб.

**Основные направления деятельности:** проведение работ по интенсификации притока нефти, освоению скважин после капитального ремонта и бурения, испытание геологических объектов, геофизические и гидродинамические исследования при заданных забойных давлениях.

**Основные достижения:** получено 10 патентов РФ на разработки ЗАО СП "ГЕОТЕСТ", опубликовано 5 научных статей в специализированных журналах, разработан ряд конструкций многофункциональных насосов для испытания и освоения скважин и добычи углеводородов.

**Районы проведения работ** - Западная Сибирь, Украина.

**Желательно сотрудничество с другими членами Ассоциации АИС по следующим направлениям:** оказание сервисных услуг по проведению промыслово-геофизических исследований скважин, в том числе при аномально низких пластовых давлениях в режиме притока, интенсификации притока нефти из пласта, комплексному испытанию разведочных и поисковых скважин, а также по исследованию эксплуатационных скважин с помощью многофункциональных эжекторных пластоиспытателей.

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ВИНКА"  
(ЗАО СП "ВИНКА") -  
НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*(Образовано в 1994 г. Основные учредители - канадская компания JAV International Venture Ltd. и научно-исследовательский институт геофизических исследований скважин ОАО НПП "ВНИИГИС")*

*Адрес: Россия, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, 14,  
о/с до востребования*

*Генеральный директор - Утопленников Владимир Константинович*

*Тел/факс (34767) 5-87-45*

*Главный инженер - Озерин Юрий Васильевич*

*Тел. (35767) 5-30-51*

*Главный геолог - Самигуллин Хамид Кашипович*

*Тел. (35767) 5-30-51*

*Главный бухгалтер - Столярчук Эмма Габдулхафизовна*

*Тел. (34767) 5-47-13*

*E-mail: vinca@bashnet.ru*

**Численность** - до 100 чел.; в штате имеются высококвалифицированные специалисты, в том числе кандидаты наук. Специалисты предприятия обеспечивают оперативный контроль и проведение всего цикла работ: анализ геолого-геофизических материалов, подготовку проектно-сметной документации, бурение, освоение, испытание и эксплуатацию скважин, проведение геофизических исследований в процессе бурения и в действующих скважинах, отбор и петрофизический анализ керна, химанализ нефти, газа и воды, подсчет запасов нефти и газа. Практикуется привлечение подрядных организаций для бурения скважин и обустройства промыслов.

**Основные направления деятельности:** геологоразведочные работы, добыча и реализация нефти.

**Основные достижения:** опыт поисков и разведки залежей нефти в сложно построенных и низкопроницаемых галогенно-карбонатных нижнепермских отложениях юго-востока Восточно-Европейской платформы и получения из них промышленных притоков нефти. В 1997 г. предприятие пробурило первый куст скважин на Бахтинской ниж-

непермской залежи нефти на юго-востоке Республики Башкортостан и начало опытно-промышленную эксплуатацию. Планируется бурение новых скважин на Бахтинской залежи, подготовлены к лицензированию несколько участков для проведения геологоразведочных работ с целью оценки их промышленной нефтегазоносности.

**Районы проведения работ:** юго-запад Башкортостана, север Оренбургской области и юго-восток Татарстана.

Желательно сотрудничество с другими членами Ассоциации АИС по следующим направлениям: повышение точности определения нефтегазоносности и пористости сложно построенных карбонатных коллекторов, выбор методик расчетов гидродинамических параметров пластов, выбор оптимальных технологий по поддержанию пластового давления при разработке залежей.

**КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
МИНИСТЕРСТВА ОБРАЗОВАНИЯ РФ,  
КАФЕДРА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ  
(КубГУ) - НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149*

*Тел. (8612) 69-95-02*

*Факс (8612) 69-95-17*

*Тел. кафедры геофизики (8612) 69-95-01, доп. 310*

*E-mail: geophysic@fpm.kubsu.ru*

*Ректор - академик РАН, д. ф.-м. н., профессор*

*Бабешко Владимир Андреевич*

*Заведующий кафедрой геофизики - д. т. н., профессор*

*Дембицкий Станислав Иосифович*

Желательно сотрудничество с другими членами Ассоциации АИС по следующим направлениям:

- участие в конференциях, семинарах, выставках и т. п.;
- публикация в научно-техническом вестнике "Каротажник";
- включение в учебный план специальности 011200 "Геофизика" материалов о новейших научно-технических разработках в области ГИС.

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ГЕОКОНТРОЛЬ”  
(ЗАО “ГЕОКОНТРОЛЬ”) -  
НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*(Основано в 1992 г.)*

*Адрес: 626726, ЯНАО, Тюменская обл., г. Ноябрьск, ул. Ленина, 46-33*

*Тел. (34564) 5-98-13*

*Тел/факс (34564) 3-30-33, 5-30-33, 5-70-20*

*E-mail: geoscontr@nojabrsk.ru*

*Генеральный директор - Хохлов Владимир Константинович*

*Главный инженер - Фуштей Ярослав Михайлович*

*Финансовый директор - Колесникова Наталья Владимировна*

*Технический директор - Шпилюк Геннадий Владимирович*

**Численность** - 89 чел.

**Количество партий ГТИ и ГК** - 15.

**Основные направления деятельности:** геолого-технологические исследования и газовый каротаж.

**Районы проведения работ:** Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Иркутская область, Красноярский край, Новосибирская область.

**ДОЧЕРНЕЕ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
“БУРОВАЯ КОМПАНИЯ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА  
“ГАЗПРОМ” (ДООО “Бургаз”) -  
НОВЫЙ ЧЛЕН АССОЦИАЦИИ АИС**

*(Создано в мае 1997 г.; объединяет буровые организации Западной Сибири, Республики Коми, Оренбургской и Астраханской областей, Краснодарского края, осуществляющие строительство скважин для предприятий ОАО “Газпром”)*

*Адреса:*

*117939, г. Москва, ул. Строителей, 8/1  
142770, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Газопровод  
(юридический)*

*Тел. (095) 133-01-40; факс (095) 133-62-59*

*E-mail: info@burgaz.gazprom.ru*

*Генеральный директор - Вяхирев Виктор Иванович*

*Главный инженер, первый заместитель генерального директора -  
Ипполитов Вячеслав Васильевич*

*Главный геолог, заместитель генерального директора -  
Добрынин Николай Михайлович*

*Заместитель генерального директора по экономике -  
Глебов Виктор Иванович*

*Заместитель генерального директора по общим вопросам -  
Яичников Евгений Александрович*

*Заместитель генерального директора по капитальному строительству -  
Сурков Владимир Георгиевич*

*Заместитель генерального директора по управлению персоналом -  
Игумнов Николай Егорович*

*Главный бухгалтер - Дубовик Валентина Владимировна*

**Структура:** в состав ДООО “Бургаз” входят филиалы “Тюменбургаз” (г. Новый Уренгой), “Кубаньбургаз” (г. Краснодар), “Оренбургбургаз” (г. Оренбург), “Севербургаз” (г. Ухта), “Астраханьбургаз” (г. Аксарайск), Центр горизонтального бурения (г. Оренбург).

**Основные направления деятельности:**

- ведение геологоразведочных работ на нефть, газ, конденсат;
- строительство эксплуатационных скважин “под ключ”;
- подготовка структур для создания ПХГ;
- строительство скважин на ПХГ;
- капитальный ремонт скважин;
- восстановление бездействующих скважин (зарезкой новых стволов из обсадных колонн);
- строительство кустовых площадок и подъездных дорог;
- разработка проектной документации на строительство разведочных, эксплуатационных газовых, нефтяных и иных скважин;
- проведение экспертизы;
- все виды сервисных услуг.

Районы проведения работ: Ямало-Ненецкий национальный округ, Республика Коми, Оренбургская и Астраханская области, Краснодарский край.

Желательно сотрудничество с другими членами Ассоциации АИС по направлениям: производство геолого-геофизических работ, обмен опытом в области строительства нефтяных и газовых скважин.

**Акционерное общество закрытого типа  
"Национальная нефтегазовая компания Казахойл"  
(ННК "Казахойл") - новый член Ассоциации АИС**

(Создано согласно Указу Президента Республики Казахстан от 04.03.97 г.)

Адрес: 473000, Республика Казахстан, г. Астана, пр. Республики, 60

Президент - Балгимбаев Нурлан Утепович

Первый вице-президент - Кешубаев Галиусат Каирбекович

Вице-президент по разведке и добыче -

Жангазиев Жаксылык Смагулович

Тел. (3172) 26-15-33

Департамент геологии и разработки

Тел/факс (3172) 26-32-40

E-mail: [Almaty-Astana@kazakhoil.kz](mailto:Almaty-Astana@kazakhoil.kz)

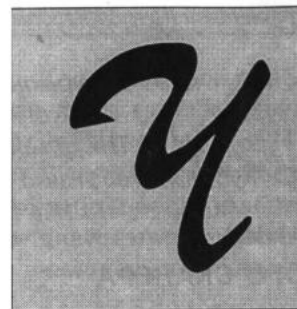
**Структура:** компанию возглавляет президент. В состав компании входят 28 департаментов.

**Численность** - около 300 чел., в том числе 10 сотрудников, имеющих ученую степень.

**Основные направления деятельности:** защита государственных интересов в соглашениях по разведке, добыче и переработке углеводородов, создание системы управления недропользованием в части проведения нефтяных операций.

**Районы проведения работ:** на территории Республики Казахстан.

Желательно сотрудничество с другими членами Ассоциации АИС в области получения информации о последних научно-технических достижениях в промысловой геофизике.



*Что делают  
ученые и  
конструкторы*



Г. А. Шнурман  
КубГУ

И. Г. Шнурман  
ООО "Кубаньгазгеофизика"

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СКАНЕРА И ПРИБОРА ДВОЙНОГО БОКОВОГО МИКРОКАРОТАЖА В МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

Азимутальный электрический сканер (АЭСБК), разработанный в НПО "Нефтегеофизприбор", и прибор двойного бокового микрокаротажа (ДБМК), разработанный фирмой "СЭЛКА", опробованы в Краснодарском крае в скв. 10 Морозовская (2594 - 3000 м), скв. 2 Южно-Морозовская (2790 - 2955 м), скв. 3 Терноватая (2440 - 3200 м), скв. 15 Прибрежная (2870 - 3125 м) и др.

Объектом исследования являлись чокракские отложения, представленные терригенной, преимущественно глинистой толщей пород, в которой выделяются пачки переслаивания песчаных, алевроитовых, глинистых реже карбонатных пород. Именно к песчаным и алевроитовым прослоям приурочены продуктивные коллекторы.

Основными особенностями чокракских отложений, определяющими геофизическую характеристику разреза, являются:

- преобладание в разрезе глинистых пород;
- малые толщины коллекторов (преимущественно менее 1 м) и их переслаивание с глинами и уплотненными прослоями;
- преобладание коллекторов с повышенным содержанием глинистого материала и нередко тонкослоистых глинистых коллекторов;
- относительно низкая минерализация пластовых вод (13 - 15 г/л), близкая к минерализации промывочной жидкости;
- разуплотненность пород, обусловленная АВПД, высокая пористость коллекторов (20 - 30%) и глин (20 - 25%);
- преобладание газоконденсатных залежей.

В связи с АВПД (средние градиенты давлений -  $1,97 \cdot 10^{-2}$  МПа/м) бурение скважин осуществляется на утяжеленных промывочных жидкостях с плотностью  $(2,11 - 2,21) \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, а их проводка часто сопровождается газопроявлениями и разгазированием промывочной жидкости, что осложняет проведение геофизических исследований.

Кроме замеров приборами АЭСБК и ДБМК, в скважинах выполнен комплекс исследований, включающий БК, БМК (кроме скв. 15 Прибрежная), МКЗ, ИК, ПЗ, ПС, КВ, МКВ, ГК, ННК, ГК, АК.

В результате исследований приборами АЭСБК и ДБМК и программной предобработки материалов получены:

- диаграмма бокового каротажа с высоким разрешением по вертикали (аналог БК-3);
- диаграмма бокового микрокаротажа;
- развертка скважины с цветным отображением УЭС горных пород.

При записи АЭСБК и ДБМК шаг квантования по глубине составлял 1 - 2 см, остальных исследований - 10 см. Диаграммы АЭСБК и ДБМК в интервале исследований представлены в масштабе глубин 1 : 200, а в наиболее интересных интервалах - 1 : 50.

В результате комплексной интерпретации материалов ГИС установлены следующие преимущества сканирующих приборов:

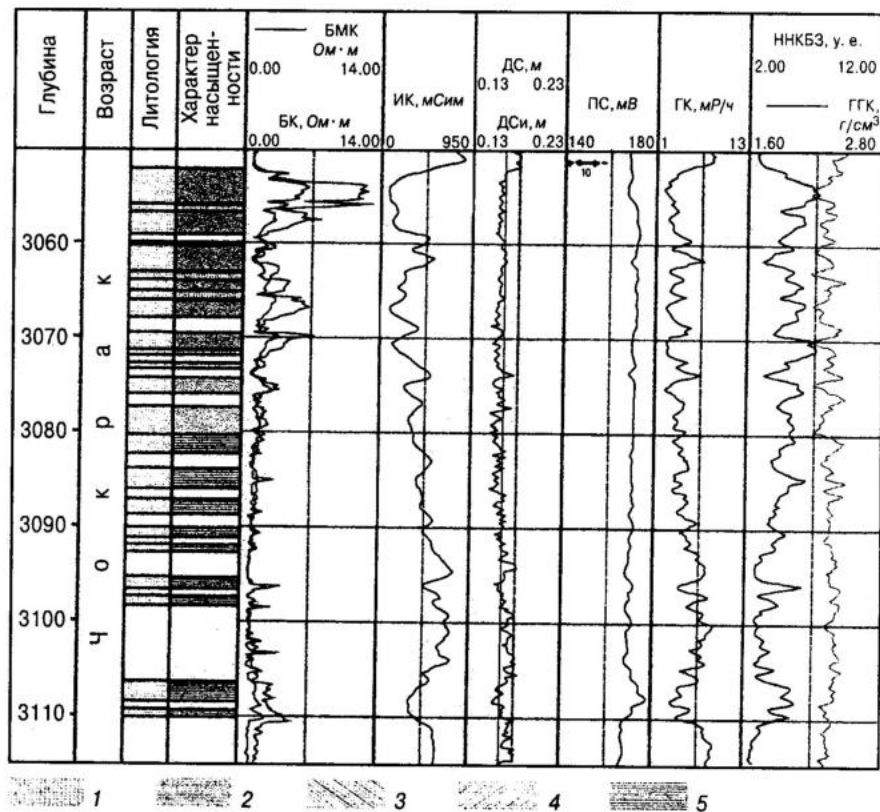
1. При хорошей сходимости диаграмм стандартного БК с диаграммами АЭСБК и диаграмм стандартного БМК с диаграммами ДБМК по конфигурации и значениям зарегистрированных сопротивлений наблюдается более высокая расчленяющая способность АЭСБК и ДБМК в условиях тонкослоистого разреза, что при наличии диаграмм в масштабе глубин 1 : 50 позволяет детально расчленить разрез и более точно определить толщину коллектора. Так, в скв. 10 Морозовская толщина выделенных коллекторов увеличилась на 10%.

2. АЭСБК и особенно зонд ДБМК позволяют с высокой точностью определять УЭС тонких прослоев, против которых, как правило, показания ДБМК выше показаний обычного БМК.

3. Совместная интерпретация диаграмм АЭСБК и ДБМК в условиях чокракских отложений при  $\rho_v \approx \rho_\phi$  позволяет уверенно разделить продуктивные и водонасыщенные пласты по характеру проникновения. Так, в скв. 15 Прибрежная в интервале 3051 - 3110 м (рис. 1) залегает мощная пачка песчано-глинистых пород, в верхней части которой (3051 - 3075 м) выявлено понижающее проникновение  $R_{ДБМК} < R_{АЭСБК}$ , свидетельствующее о ее нефтегазонасыщенности. Ниже расхождение кривых АЭСБК и ДБМК незначительно или имеет обратный знак  $R_{ДБМК} > R_{АЭСБК}$ , что характерно для водонасыщенных пород. Разделение пород по характеру насыщенности хорошо подтверждается результатами интерпретации материалов всего ком-

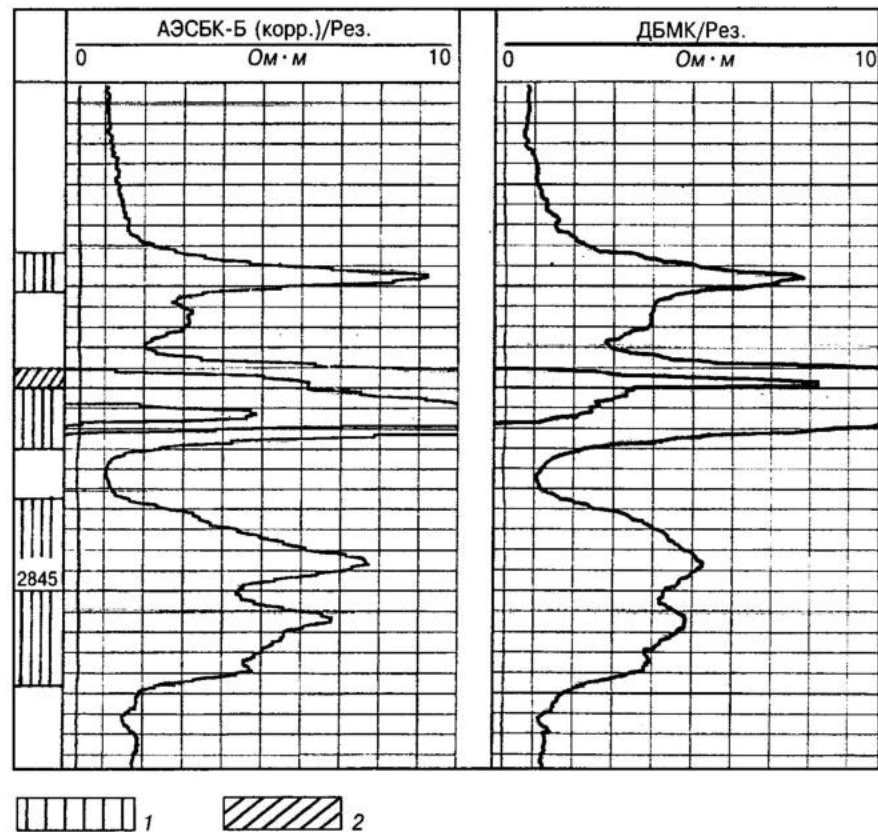
плекса ГИС, приведенными на рис. 1 в колонке "Характер насыщенности".

В плотных пластах  $\rho_{ДБМК} \approx \rho_{АЭСБК}$ , а в плотных тонких прослоях, как правило,  $\rho_{ДБМК} > \rho_{АЭСБК}$ , что связано с занижающим влиянием вмещающих пород низкого сопротивления на показания зонда АЭСБК. Таким образом, высокие значения сопротивлений  $\rho_{ДБМК} > 15 - 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  и превышение  $\rho_{ДБМК}$  над  $\rho_{АЭСБК}$  являются надежным



**Рис. 1.** Выделение нефтегазонасыщенных и водонасыщенных пластов по диаграммам АЭСБК и ДБМК в скв. 15 Прибрежная:  
 1 - продуктивный с низкими коллекторскими свойствами, 2 - продуктивный, 3 - продукт + вода, 4 - вода + продукт, 5 - вода

признаком для разделения тонких плотных и нефтегазонасыщенных прослоев. На рис. 2 приведен пример выделения плотных и нефтегазонасыщенных прослоев по диаграммам ДБМК и АЭСБК в скв. 2 Южно-Морозовская. Нефтегазонасыщенные прослои, залегающие в интервалах 2841,65 - 2842,05; 2843 - 2843,6; 2844,1 - 2845,9 м, характеризуются понижающим проникновением, и в них  $\rho_{ДБМК} < \rho_{АЭСБК}$ , тогда как в тонком плотном прослое в интервале 2842,8 - 2843 м,



**Рис. 2.** Выделение нефтегазонасыщенных и плотных прослоев по диаграммам АЭСБК и ДБМК в скв. 2 Южно-Морозовская:  
 1 - нефтегазонасыщенные прослои, 2 - плотный прослой

наоборот,  $\rho_{\text{ДБМК}}$  (18 Ом·м) выше  $\rho_{\text{АЭСБК}}$  (15 Ом·м). Успешному разделению плотных, нефтегазонасыщенных и водонасыщенных прослоев и точному определению их границ способствуют высокая расчленяющая способность зондов АЭСБК и ДБМК и запись диаграмм в масштабе глубин 1 : 50.

4. Относительно небольшой диаметр приборов (АЭСБК - 75 мм, ДБМК - 80 мм) и отсутствие центраторов позволяют проводить исследования в скважинах малого диаметра, а близкие по идеологии зонды АЭСБК и ДБМК обеспечивают получение хорошо сопоставимых диаграмм. Например, в скв. 15 Прибрежная продуктивные отложения вскрыты долотом 165 мм, что не позволило провести исследования обычным зондом БМК с прижимными башмаками. В этом случае при отсутствии приборов сканирующего типа задача разделения продуктивных и водоносных пластов существенно осложнилась бы.

5. Цветная развертка скважины по сопротивлению и восемь кривых удельных сопротивлений позволяют получить представление о горизонтальной неоднородности пород и качественно оценить закономерности изменения наклона пластов. Так, с увеличением углов наклона пластов цветное изображение их границ приобретает криволинейное очертание, а сами границы на диаграммах АЭС отмечаются на разных глубинах, что, в принципе, может быть использовано и для количественной оценки углов падения.

Таким образом, азимутальный электрический сканер и прибор двойного бокового микрокаротажа в условиях миоценовых отложений Краснодарского края показали высокую эффективность, что послужило основанием для включения этих методов в обязательный комплекс геофизических исследований.

Г. Р. Вахитова, Р. А. Валиуллин, И. С. Ремеев  
Башкирский государственный университет

## ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГИС

Цель геофизических исследований в скважинах при их освоении и эксплуатации - получение информации о процессах, происходящих в пласте, скважине и околоскважинном пространстве, на основании которой осуществляют контроль разработки нефтяных месторождений. Значительная часть исследований при этом связана с задачами диагностики пластов и скважин: определением эксплуатационных характеристик продуктивного пласта, контролем технического состояния скважин и работы насосно-подъемного оборудования.

Получение конечного результата (постановка "диагноза") при этом предполагает обработку и интерпретацию данных исследования скважин геофизическими методами (термометрия, акустическая шумометрия, механическая и термокондуктивная расходомерия, резистивиметрия, гамма-гамма-плотнометрия, влагометрия и др.).

Необходимость оперативного и достоверного решения задач диагностики всегда была и остается актуальной проблемой. Достоверность результата в значительной степени определяется технологией проведения скважинных исследований и методикой интерпретации. Оперативность получения результата зависит от способности исполнителя провести предварительную интерпретацию непосредственно на скважине. Одним из способов обеспечения оперативности и достоверности результата в процессе обработки и интерпретации геофизических данных является использование автоматизированной системы, основанной на базах знаний. Такая система называется экспертной.

Она представляет собой особый класс компьютерных программ, которые выдают советы и рекомендации, проводят анализ и интерпретацию, ставят диагноз и дают консультации. При этом моделируется метод решения слабо формализуемых задач (задач, способы решения которых нельзя представить в виде математических алгоритмов, а результат решения - в виде определенного числа) специалистами в конкретной проблемной области. Назначение экспертных систем состоит в том, чтобы накапливать профессиональные знания и использовать их для экспертных оценок и рекомендаций.

Впервые возможность и перспективность использования таких систем для решения задач в слабо формализованных областях человеческой деятельности были доказаны исследователями Станфордского университета и Масачусетского технологического института (США) в конце 60-х - начале 70-х годов. Анализ состояния автоматизированных систем, основанных на знаниях, показывает, что они достаточно популярны (особенно за рубежом) в тех случаях, когда необходимо получить эффективное и достоверное решение в условиях неопределенных данных.

Из зарубежных систем в области интерпретации геологических данных можно выделить: *Lobster* ("A fuzzy logic enhancement to a support system for the recognition of sedimentary environments from core analysis", Bonarini A. Corrao L, Giacometti L. Tomado) - определяет тип осадочных пород на основе анализа керна, *Xero* (Copyright Halliburton Company) - система энергетических служб контроля воды, *Geophysics Advisor* (Environmental Protection Agency) - система исследования и мониторинга загрязненных месторождений, *Spirit* ("Spirit: Integrating knowledge-based techniques into well test interpretation", AIAI, Edinburgh; DPE) - система определения качества интерпретации данных исследования скважин, *GeoCos 3D* ("GeoCos 3D: A diagnosis system, based on the FROG formalism, to help geologist set up valid interpretation", J. Hamburger) - система построения хроностратиграфических поверхностей и контроля интерпретации, *Sismonaute* ("Sismonaute: a system for detecting and interpreting wave fronts in seismic simulation", U. Junker) - регистрирует и интерпретирует волновой фронт при сейсмическом воздействии.

Среди отечественных систем (их не так много) можно отметить специализированную систему *КернЭксперт* (в комплексе "Интер-ГеоМод") геологической интерпретации данных ГИС и прогнозирования продуктивности коллекторов; экспертную систему оценки качества (ЭСОК) каротажного материала (Геофизика, 1994, № 3, 4).

Учитывая возможности экспертных систем (консультация, рекомендация, интерпретация, получение результата с определенной достоверностью) при решении слабо формализованных задач, к которым относятся задачи диагностики пластов и скважин, и их состояние в России, на кафедре геофизики Башкирского государственного университета разработана и развивается система *Logic Master*,

основанная на геофизических базах знаний, представляющих собой структурированные знания экспертов-геофизиков в области проведения скважинных исследований и интерпретации полученных при этом данных.

Система предназначена для (рис. 1)

- получения рекомендаций по определению методики проведения скважинных измерений (не существует универсальных технологий исследования в силу многообразия категорий эксплуатационных скважин и различного уровня обеспеченности аппаратурой);
- получения заключения по результатам исследования эксплуатационных скважин;
- обучения (студентов-геофизиков, геофизиков-операторов, начальников партий и начинающих интерпретаторов).

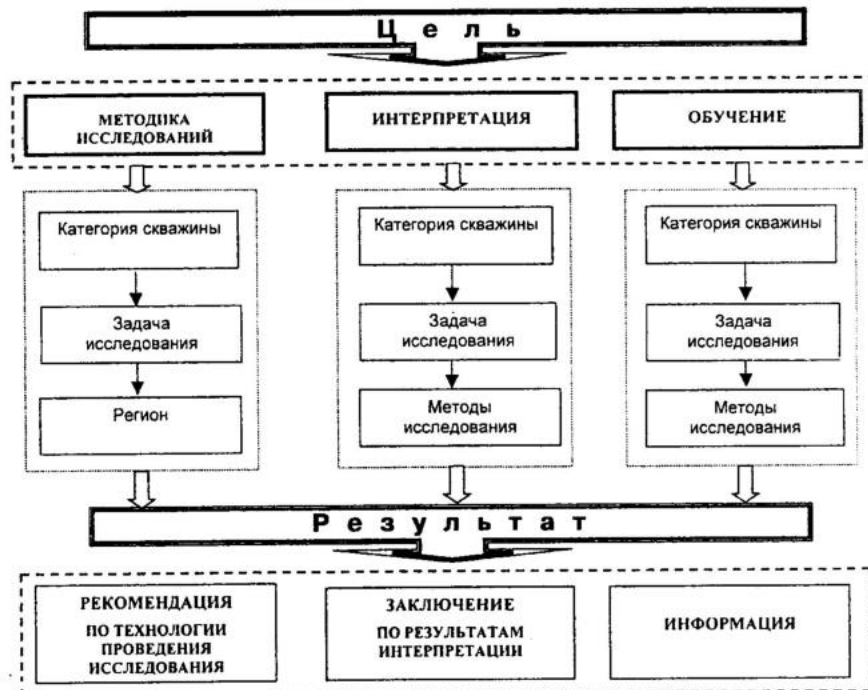


Рис. 1. Цели и результаты использования экспертной системы *Logic Master*

Она позволяет решать задачи

- ◆ выделения отдающих (принимающих) перфорированных пластов;
- ◆ определения состава поступающего из пласта флюида;
- ◆ определения места нарушения герметичности обсадной колонны и забоя;
- ◆ выделения интервалов заколонного движения жидкости.

Основой получения рекомендаций или заключения и обучения являются знания особенностей формирования, распределения и регистрации физических полей в скважине при различных способах эксплуатации, признаков решения задач диагностики геофизическими методами и т. д. Все экспертные знания составляют базу знаний и представляются в виде правил, типовых диаграмм и технологических карточек. (В настоящее время при разработке экспертных систем, наряду с перечисленными, для представления знаний используются различные модели: фреймы, семантические сети, сети Петри, логические модели и пр.)

*Правило* складывается из двух частей - посылки и заключения:

Если А и В или С то D, кд = 100 иначе E, кд = 80.

Посылка правила (раздел ЕСЛИ) состоит из списка условий, которые представляют собой элементарные предложения, соединенные логическими связками И, ИЛИ, НЕ. Заключение правила (разделы ТО, ИНАЧЕ) - это список фактов или утверждений, образующих выдаваемое правилом решение с определенным коэффициентом достоверности (КД). Например:

#### Правило 1

Если есть замер термометром и (отмечается нарушение геотермического распределения в зумпфе скважины и отмечается температурная аномалия калориметрического смешивания в подошве нижнего перфорированного пласта)

то По термометрии отмечается заколонный переток в зумпфе, кд = 80.

При наличии набора правил заключения одних правил являются посылкой для других. Так образуются сложные цепочки, которые используются для логического вывода.

Использование правил для представления экспертных знаний в разрабатываемой системе обусловлено преимуществами правил по сравнению с другими способами представления знаний. Правила

являются естественными модулями и обеспечивают простую модификацию системы; возможность автоматических рассуждений; простоту и эффективность механизма вывода; наглядное отражение знаний; естественность автоматических рассуждений.

Идея использования типовых диаграмм для оперативной интерпретации температурных аномалий впервые предложена в 1977 г. Басиным Я. Н. и Степановым А. Г. Практика показывает, что некоторые геолого-промысловые ситуации очень часто повторяются и становятся типичными для данной задачи. Представление знаний в виде типовых кривых и использование их в базе знаний обусловлено тем, что на типовых диаграммах ключевые понятия предметной области и признаки решения задач диагностики состояния скважин и пластов представлены в виде графических образов. Следовательно, пользователь получает наглядное представление о предметной области в ее ключевых понятиях. Выделяя образ на типовой кривой, он, таким образом, в режиме диалога с системой фактически выделяет аномалию на реальной диаграмме. Критериями интерпретации являются знак, форма и амплитуда аномалии относительно нормального распределения какой-либо физической величины.

Для получения заключения по результатам интерпретации используются знания экспертов, представленные в виде типовых кривых отдельных геофизических методов и комплекса методов для конкретных задач. В качестве примера приведены типовые диаграммы комплекса методов при выделении места нарушения колонны (рис. 2).

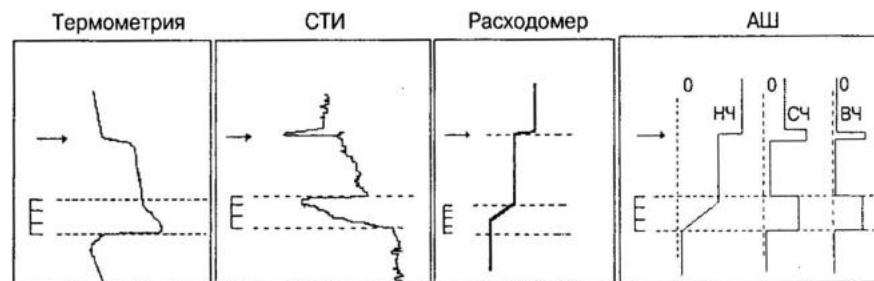


Рис. 2. Типовые диаграммы комплекса методов при выделении места нарушения колонны

База знаний типовых диаграмм, разработанная для компьютерной технологии обработки геофизических данных при освоении и эксплуатации скважин, использует диаграммы таких геофизических методов, как термометрия, расходомерия, шумометрия, методы состава.

Технологические карточки, наряду с типовыми диаграммами геофизических методов, являются способом графического представления информации. На них отражается методика (регламент) проведения исследований в скважинах различных категорий, включающая весь процесс геофизических измерений во времени.

Использование в качестве способов представления геофизических знаний правил, типовых диаграмм и технологических карт, на наш взгляд, позволяет наиболее полно отразить область геофизической диагностики.

База знаний содержит более 2500 правил, 190 типовых диаграмм и 40 технологических карт для решения различных задач диагностики (выделения отдающих (принимающих) перфорированных пластов; определения состава поступающего из пласта флюида; определения места нарушения герметичности обсадной колонны и забоя; выделения интервалов заколонного движения жидкости) в скважинах различных категорий (нагнетательных, при компрессорном освоении, добывающих). Технологические карты, кроме этого, представляют методику проведения измерений в зависимости от нефте-региона (Западная Сибирь, Башкирия).

Конечный результат определяется категорией скважины, решаемой задачей, используемыми геофизическими методами и выдается на экран монитора с определенной достоверностью в виде текста и типовой картинки. Например, при определении технологии проведения исследований в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, с помощью системы можно получить рекомендацию:

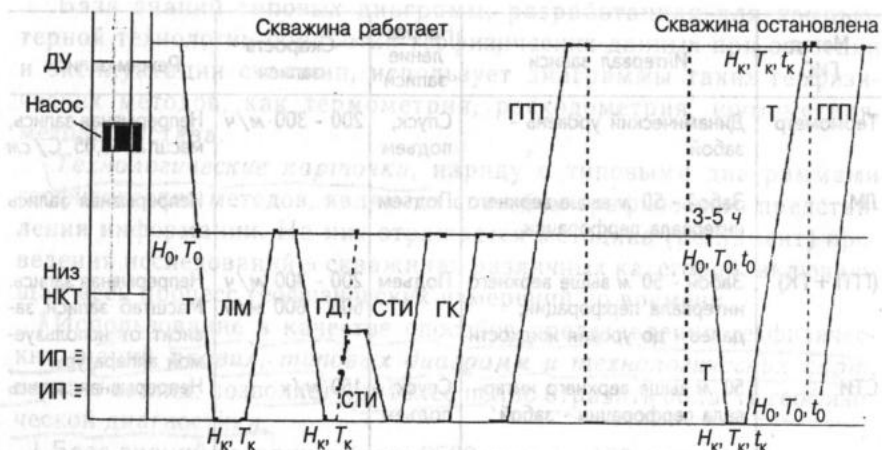
Рекомендация. Исследования в скважинах, оборудованных ШГН, проводятся через межтрубное пространство. Используется малогабаритная аппаратура (зонды) диаметром 28 мм. При детальных исследованиях скважин масштаб глубин М 1 : 200.

Метод ГИС	Интервал записи	Направление записи	Скорость записи	Режим записи
Термометр	Динамический уровень - забой	Спуск, подъем	200 - 300 м/ч	Непрерывная запись, масштаб -0,05 °С/см
ЛМ	Забой - 50 м выше верхнего интервала перфорации	Подъем		Непрерывная запись
(ГПП + ГК)	Забой - 50 м выше верхнего интервала перфорации; далее - до уровня жидкости	Подъем	200 - 300 м/ч 600 - 800 м/ч	Непрерывная запись. Масштаб записи зависит от используемой аппаратуры
СТИ	50 м выше верхнего интервала перфорации - забой	Спуск, подъем	150 м/ч	Непрерывная запись
Расходомер	50 м выше верхнего интервала перфорации - забой	Спуск		По точкам через 0,4 м в интервалах перфорации ±4 м вверх (вниз)

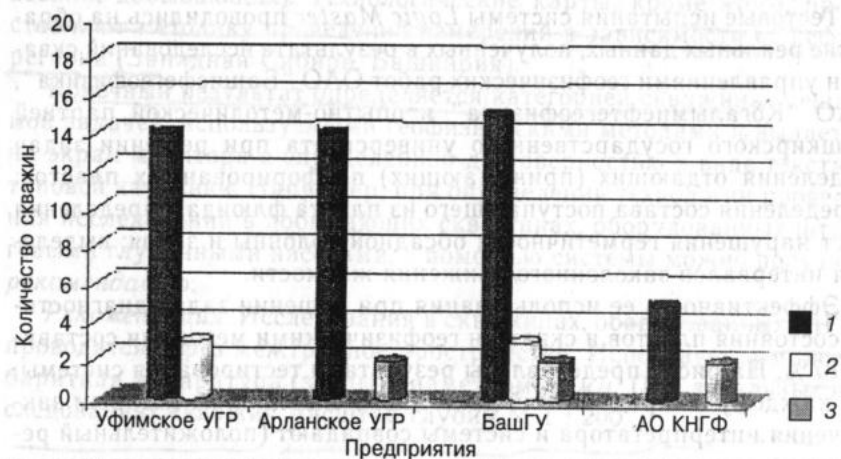
Технологическая карточка исследований ШГН-скважин приведена на рис. 3.

Тестовые испытания системы Logic Master проводились на обработке реальных данных, полученных в результате исследований скважин управлениями геофизических работ ОАО "Башнефтегеофизика", ОАО "Когалымнефтегеофизика" и опытно-методической партией Башкирского государственного университета при решении задач выделения отдающих (принимающих) перфорированных пластов; определения состава поступающего из пласта флюида; определения мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя; выделения интервалов заколонного движения жидкости.

Эффективность ее использования при решении задач диагностики состояния пластов и скважин геофизическими методами составила 87%. На рис. 4 представлены результаты тестирования системы. По каждому из предприятий даны число скважин, по которым заключения интерпретатора и системы совпадают (положительный результат), число скважин, по которым заключения интерпретатора и системы расходятся (отрицательный результат), число скважин, имеющих альтернативно возможный результат (т. е. система дает зак-



**Рис. 3.** Технологическая карточка исследований ШГН-скважин: ДУ - динамический уровень; НКТ - насосно-компрессорная труба; ип - интервал перфорации; Т - термометр; ЛМ -локатор муфт; ГД - дебитометр гидродинамический; СТИ - скважинный термоиндикатор притока; ГК - гамма-каротаж; ГП - гамма-гамма-плотномер;  $H_0, T_0$  - начальные глубина и температура;  $H_k, T_k, t_k$  - конечные глубина, температура и время



**Рис. 4.** Результаты тестирования системы  
1 - положительный результат; 2 - альтернативно возможный результат; 3 - отрицательный результат

лючение, которое не совпадает с заключением интерпретатора, но является приемлемым решением данной задачи).

Разработанная ЭС *Logic Master* является модульной, открытой и способной развиваться. Дальнейшее развитие системы предусматривает сведение к минимуму диалога с интерпретатором при обработке данных, формирование заключения на основе использования образов геофизических кривых.

Предполагается использование ЭС в составе системы информационного обеспечения ГИС "ПРАЙМ" (разработана в НПФ "ГеоТЭК", г. Уфа). Это позволит интерпретатору формировать заключение на основе автоматических алгоритмов системы "ПРАЙМ" и рекомендаций экспертной системы, что повысит скорость получения результата и его достоверность.

Экспертные системы благодаря своей способности эффективно и достоверно решать слабо формализованные задачи с учетом неопределенных данных могут занять значительное место (наряду с другими автоматизированными системами обработки геофизических данных) среди современных геофизических программных продуктов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. Уфа: Изд-во БГУ, 1992. 168 с.
2. Валиуллин Р. А., Назаров В. Ф. и др. Методические рекомендации по термическим исследованиям скважин. Уфа: Изд-во БГУ, 1989.
3. Вахитова Г. Р. Разработка компьютерной технологии обработки данных геофизических исследований при освоении и эксплуатации скважин, основанной на базах знаний: Дис. ... к. т. н., Уфа, 1998.
4. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1984.
5. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991.
6. Марселлус Д. Программирование экспертных систем на Турбо Прологе. М.: Финансы и статистика, 1994. 255 с.
7. Искусственный интеллект: Справочник. Книга 1. Системы общения и экспертные системы; Под ред. проф. Э. В. Попова. М.: Радио и связь, 1990.
8. Уотермен Д. Руководство по ЭС. М.: Мир, 1989.
9. Таундсен К, Фохт Д. Проектирование и программная реализация экспертных систем на персональных ЭВМ. М.: Финансы и статистика, 1990. 319 с.

М. Г. Марков  
СП ООО "Союзпромгеофизика"

### НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЛНЫ СТОУНЛИ

Широкое внедрение цифровой регистрации данных акустического каротажа (АК) явилось мощным стимулом для совершенствования теории метода, алгоритмов и программ обработки и интерпретации получаемых данных.

Известно [7, 9, 20], что акустический сигнал, создаваемый простейшим монополюсным излучателем, расположенным на оси необсаженной скважины, сформирован, в основном, двумя типами головных волн - продольной  $P_0P_1P_0$  и поперечной  $P_0S_1P_0$ , а также псевдорелеевскими ( $P_r$ ) волнами и волной Стоунли ( $St$ ) (или Лэмба-Стоунли по принятой в российских публикациях терминологии). Эти волны, в отличие от головных, распространяются вдоль границы раздела жидкости, заполняющей скважину, и горной породы. Влияние жидкости на их кинематические и динамические параметры нельзя устранить простым использованием дифференциальной системы измерений, как это делается в трехэлементных зондах для головных волн. Распространение псевдорелеевских волн и волны Стоунли в скважине описывается так называемым дисперсионным уравнением, которое определяет зависимость между фазовой скоростью и частотой. Для скважины, содержащей прибор, упругие свойства которого характеризуются его нормированным пространственно-спектральным импедансом  $L(a)$ , дисперсионное уравнение имеет вид [13]:

$$d_{00}(R, a) - L(a)ld_{01}(R, a) - L(R)ld_{10}(R, a) + l^2L(a)L(R)d_{11}(R, a) = 0, (1)$$

где  $L(R) = -Z_r/i\omega\rho_0R$ ;  $Z_r$  - радиальный импеданс стенки скважины;  $\rho_0$  - плотность жидкости;  $R$  - радиус скважины;  $L(a) = -Z_1/i\omega\rho_0R$ ;  $Z_1$  - импеданс зонда;  $a$  - радиус зонда;

$d_{ij}(x, y) = J_\lambda(lx/R)N_\lambda(ly/R) - N_\lambda(lx/R)J_\lambda(ly/R)$  - функции кольцевого зазора;

$$l = \sqrt{\alpha^2 - \xi^2} = R\sqrt{(\omega/c)^2 - k_z^2};$$

$N_i$  - функция Неймана;  $J_i$  - функция Бесселя;  $c$  - скорость звука в жидкости;  $k_z = \omega/V$ , где  $V$  - искомая фазовая скорость волны.

Нормированный пространственно-спектральный импеданс  $L(a)$  должен быть определен экспериментально или рассчитан теоретически на основе тех или иных моделей. В работе [13] приведено следующее выражение для модели зонда в виде отрезка трубы с внешним радиусом  $a$  и внутренним  $b$ :

$$L(a) = E(1 - (b/a)^2)/(\omega^2\rho_0Ra(1 + \nu)(1 - 2\nu + (b/a)^2)),$$

где  $E$  - модуль Юнга;  $\nu$  - коэффициент Пуассона материала трубы.

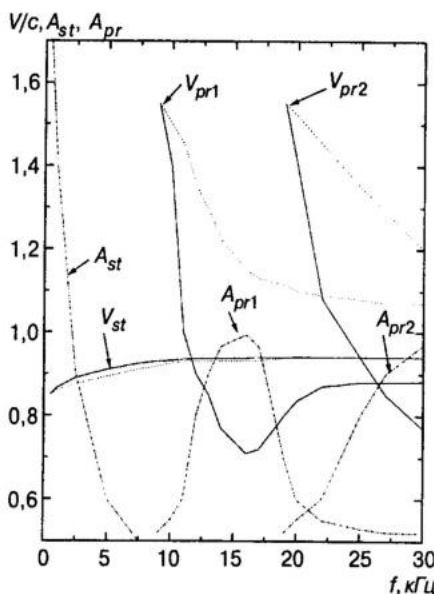


Рис. 1. Частотные зависимости фазовой (штриховая линия) и групповой (сплошная линия) скоростей волн Стоунли  $V_{st}$ , первой и второй псевдорелеевских волн  $V_{pr1}$ ,  $V_{pr2}$ , а также их коэффициентов возбуждения  $A_{st}$  и  $A_{pr1}$ ,  $A_{pr2}$  (штрихпунктирная линия)

Дисперсионные кривые для фазовых и групповых скоростей первой и второй псевдорелеевских волн и волны Стоунли, полученные путем решения уравнения (1), приведены на рис. 1.

Фазовой называется скорость, с которой движется постоянная фаза волны (например, максимум), групповой - скорость огибающей волнового пакета [6]. При отсутствии в среде поглощения она совпадает со скоростью переноса энергии волнового пакета.

Для продольных и поперечных волн в хорошо сцементированных осадочных породах фазовая и групповая скорости практически совпадают. Для псевдорелеевских волн и волны Стоунли в скважине эти скорости различаются, поскольку их волновые пакеты существенно "расплываются" вследствие дисперсии. Псевдорелеевские волны обладают сильной частотной

ной дисперсией [7, 12, 20], высокоскоростная часть их пакета интерферирует с головной поперечной волной, образуя единый волновой пакет. Эти волны обладают большой амплитудой и для высокочастотной аппаратуры АК определяют такие интегральные характеристики сигнала, как полная энергия и длительность, и хотя и рассматриваются обычно как волны-помехи, являются информативными, поскольку несут информацию о сдвиговых характеристиках породы. Для определения их дисперсионных характеристик необходима аппаратура с большим количеством приемников (8 и более) по типу прибора DSI фирмы Shlumberger.

Волна Стоунли является низкочастотной, коэффициент ее возбуждения падает с ростом частоты (рис. 1), и она также испытывает частотную дисперсию.

Уравнение (1) допускает простое аналитическое решение в области низких частот, которое приводит к формуле (2) для скорости волны Стоунли:

$$V_{st} = c \sqrt{\left( \rho_0 \left( \frac{1}{\beta} + \frac{1}{1-f} \right) \left( \frac{1}{\mu} + 2f / (\omega^2 \rho_0 R a L(a)) \right) \right)}, \quad (2)$$

где  $f = a^2/R^2$ ;  $\beta$  - модуль сжатия жидкости;  $\mu$  - модуль сдвига породы.

Упругие модули, входящие в формулу (2), связаны со скоростями упругих волн известными соотношениями [6]

$$\beta = \rho_0 c^2, \quad \mu = \rho_s V_s^2,$$

где  $\rho_s$  и  $V_s$  - плотность породы и скорость поперечной волны в породе.

При  $f = 0$  (случай скважины без прибора) формула (2) сводится к выражению, полученному Лэмбом [18], что и определило название "волна Лэмба-Стоунли".

Формула (2) имеет ограниченную область применения, которая для нефтегазовых скважин диаметром 200 мм определяется неравенством  $f < 500$  Гц. Тем не менее, она позволяет оценить влияние различных параметров на скорость волны Стоунли. Следует подчеркнуть, что в выражение для скорости волны Стоунли входит упругий параметр, характеризующий свойства прибора. Особенно сильное влияние на скорость волны Стоунли оказывает наличие в скважине акустически мягкого ( $L(a) \ll 1$ ) зонда.

Автором рассчитаны скорости этой волны с учетом формулы (1) в частотном диапазоне 0,5 - 5 кГц, характерном для АК с использова-

нием волны Стоунли. В качестве примера расчетов на рис. 2 приведены зависимости фазовой скорости волны Стоунли от величины пространственно-спектрального импеданса  $L(a)$  (скорости продольной и поперечной волн - 5 и 3 км/с, плотность породы - 2,3 г/см<sup>3</sup>, диаметр скважины - 200 мм, упругие свойства жидкости соответствуют воде). Полученные результаты свидетельствуют о существенном влиянии упругих свойств прибора на скорость этой волны. Так, при изменении величины параметра  $L(a)$  от 1 до 10 скорость волны Стоунли возрастает на 20% (рис. 2).

Свойства волны Стоунли исследованы как теоретически, так и экспериментально [2 - 4, 8, 11, 12, 14, 17, 18 - 20, 24, 26].

Ее кинематические и динамические параметры используются для определения скорости поперечных волн в акустически мягких отложениях [22 - 23, 25], нахождения коэффициента анизотропии горных пород [22], определения плотности породы, выделения и оценки проницаемости коллекторов [3, 8, 24, 26].

Для определения упругих свойств породы рассчитывается скорость волны Стоунли в одной или нескольких точках по частоте  $V_{st}(\omega_i)$ , решается обратная задача минимизации величины невязки  $\delta$ :

$$\delta = \sum_i \left| V_{st}(\omega_i) - V_{pac}(\omega_i, c, \rho_0, R, \rho_s, V_p, V_s) \right|, \quad (3)$$

где  $V_{pac}$  - рассчитанная путем решения дисперсионного уравнения (1) скорость волны Стоунли;  $\rho_s$  - плотность породы;  $V_p, V_s$  - скорости продольной и поперечной волн. Часть величин, от которых зависит скорость волны Стоунли ( $c, \rho_0, R, \rho_s, V_p, V_s$ ), определяется из незави-

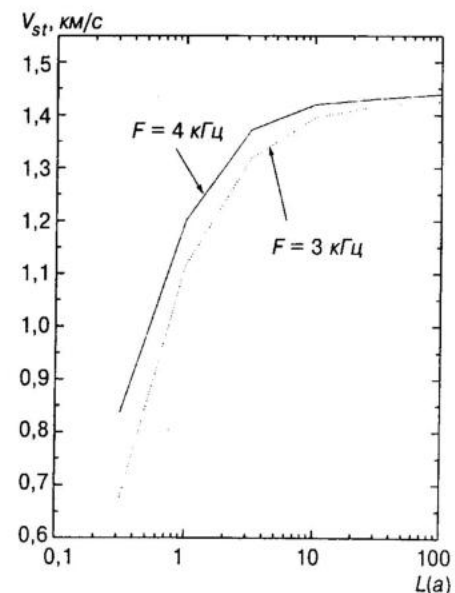


Рис. 2. Зависимость фазовой скорости волны Стоунли от величины пространственно-спектрального импеданса  $L(a)$

симых измерений, остальные находятся путем минимизации  $\delta$ . Вместо (3) может использоваться более сложное выражение, содержащее дополнительные регуляризирующие операторы, которые обеспечивают гладкость полученного решения [23, 25]. При этом, как правило, пренебрегают влиянием прибора на скорость волны Стоунли или принимают простейшую модель абсолютно твердого зонда [14, 24].

По мнению автора, введение единой импеданской характеристики скважинного прибора [13] представляется вполне разумным компромиссом, позволяющим сравнительно просто учесть влияние зонда на параметры упругих волн. Параметр  $L(a)$  может быть рассчитан по измерениям в эталонной среде, например, в опорном пласте или обсадной колонне.

Выделение коллекторов и оценка их проницаемости с использованием кинематических и динамических параметров волны Стоунли также основаны на сравнении измеренных значений скорости и затухания и рассчитанных с использованием теоретического аппарата механики насыщенных пористых сред [7, 14, 26].

Важнейшим фактором, обеспечивающим решение этих геологических задач, является возможность определения скорости и затухания волны Стоунли с точностью, достаточной для последующей интерпретации. Скорость волны Стоунли характеризует систему "скважина - жидкий звукопровод - измерительный зонд" и имеет смысл только применительно ко всей этой системе.

Для измерения кинематических и динамических параметров волны Стоунли мало пригодны простейшие алгоритмы прослеживания фаз, поскольку они, во-первых, не обеспечивают необходимую точность, во-вторых, не учитывают частотную дисперсию.

Метод STC [1, 10] позволяет определить групповую скорость волны Стоунли с высокой точностью, однако он определяет некую усредненную групповую скорость всего волнового пакета, соответствующего волне того или иного типа, и не позволяет явно оценить частотную дисперсию (хотя и показывает ее наличие). Наиболее приемлемыми для обработки являются, по нашему мнению, спектральные методы [5, 7, 21, 25].

В СП ООО "Союзпромгеофизика" разработан пакет программ, реализующий спектральную обработку данных АК, в том числе и для волны Стоунли. В качестве тестового материала для программ обработки использовались синтетические волновые картины, кото-

рые подвергались полосовой фильтрации фильтром Баттеруорта в полосе частот 0,5 - 5,5 кГц. Точность обработки оценивалась путем сравнения дисперсионных кривых, полученных путем решения уравнения (1), с результатами обработки. На рис. 3 приведен пример такого сравнения для акустически жестких ( $V_s > c$ ) и акустически мягких пород ( $V_s < c$ ).

Программы обработки позволяют восстанавливать дисперсионные кривые погрешностью, не превышающей 1,5%.

В качестве примера обработки реальных скважинных материалов на рис. 4 приведены данные по одной из скважин Западной Сибири, записанные аппаратурой АВАК-7, содержащей низкочастотный излучатель поршневого типа, который возбуждает, в основном, волну Стоунли, - волновая картина и ее частотный спектр. Максимум модуля спектра приурочен к частотному диапазону от 2,5 до 3,5 кГц (рис. 4, б). В области частот ниже 2 кГц и выше 6 кГц величина модуля резко убывает, поэтому обработка данных проводилась в интервале 2 - 6 кГц.

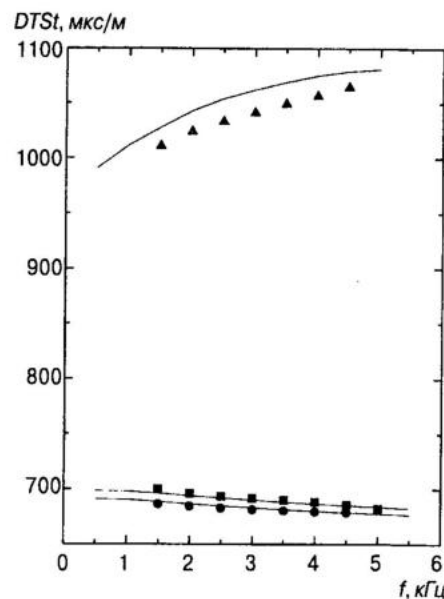
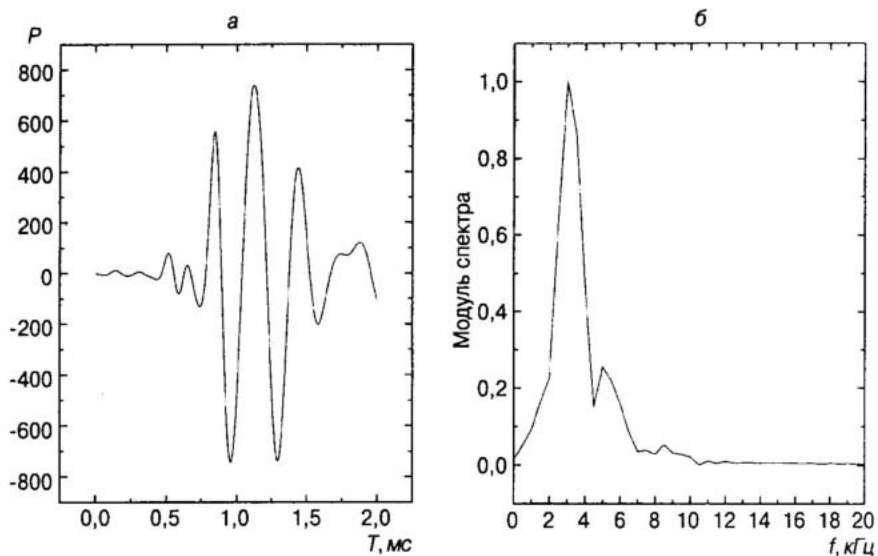


Рис. 3. Результаты обработки синтетических волновых картин:  $\blacktriangle$  — результаты обработки; сплошная линия — результаты решения уравнения (1)

На рис. 5 приведены кривые интервального времени волны Стоунли на частотах 2, 3, 4, 5 кГц ( $DT2$ ,  $DT3$ ,  $DT4$ ,  $DT5$ ). Скорость волны Стоунли испытывает значительную частотную дисперсию (до 60 мкс/м) в частотном диапазоне 2 - 5 кГц. Для сопоставления результатов обработки спектральным методом и методом прослеживания фаз приведены кривые, полученные прослеживанием положительных и отрицательных фаз сигнала ( $DTS+$  и  $DTS-$ ) и интервального времени, полученного спектральным методом на частоте, соответствующей максимуму коэффициента возбуждения ( $DTSF$ ). Спектральный метод

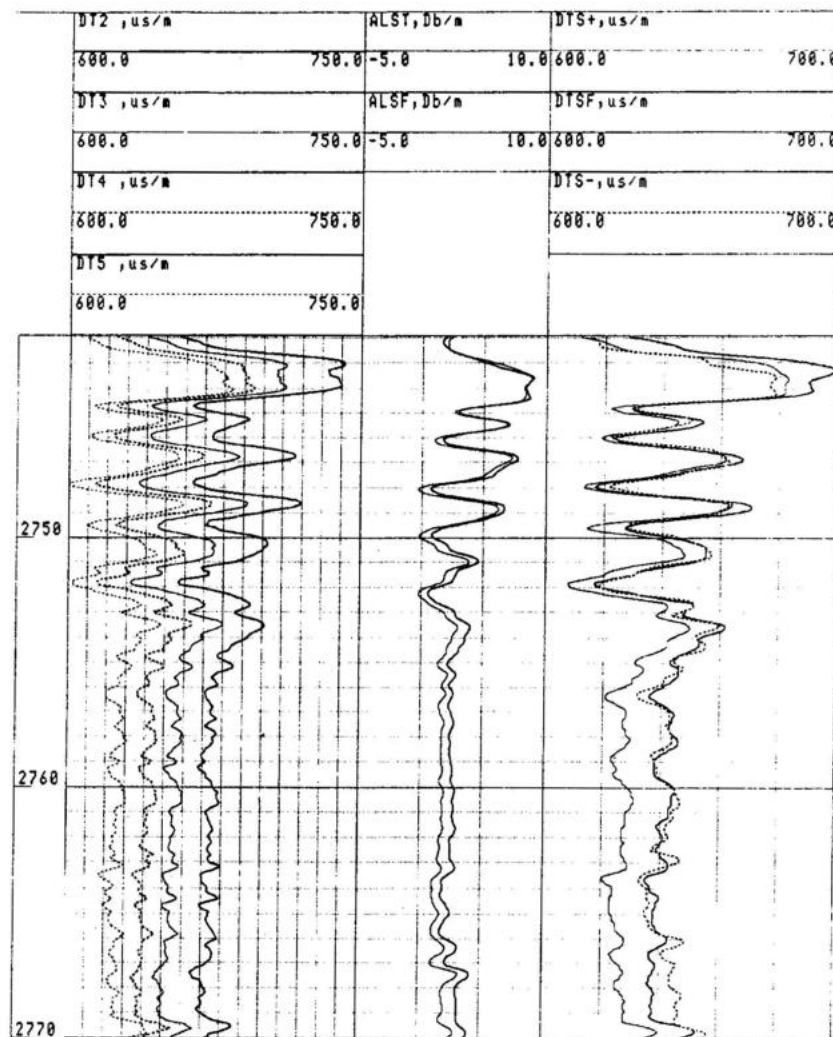


**Рис. 4.** Волновая картина (а) и модуль спектра (б) сигнала для аппаратуры АВАК-7

дает, как правило, большие значения коэффициента затухания, чем метод прослеживания фаз (кривые *ALSF* и *ALST+*), причем эти значения только положительны в отличие от полученных методом прослеживания фаз.

Таким образом, спектральный метод имеет, по крайней мере, два существенных достоинства - позволяет оценивать дисперсию скорости и получать физически разумные значения коэффициента затухания.

Дальнейшая обработка данных АК с использованием волны Стоунли должна включать еще один важный этап - определение пространственно-спектрального импеданса прибора, реализуемый следующим образом. В опорном пласте или свободной колонне определяется скорость волны Стоунли на нескольких частотах. Для каждой частоты находится значение  $L_i(a, \omega)$  путем минимизации невязки между рассчитанными и измеренными значениями скорости. К сожалению, в отличие от западной аппаратуры АК прибор АВАК-7 не имеет модуля измерения скорости волны по жидкости, что существенно осложняет решение этой задачи. Однако только обладая информацией об упругих характеристиках прибора, можно говорить



**Рис. 5.** Пример обработки данных аппаратуры АВАК-7: *DT2*, *DT3*, *DT4*, *DT5* - интервальные времена волны Стоунли на частотах 2, 3, 4, 5 кГц; *ALSF* и *ALST* - значения коэффициентов затухания, полученных спектральным методом и методом прослеживания фаз; *DTS+*, *DTS-*, *DTSF* - интервальные времена волны Стоунли, полученные спектральной обработкой на частоте, соответствующей максимуму спектра, а также прослеживанием положительной и отрицательной фаз сигнала

о количественном определении физических величин по параметрам волны Стоунли.

В заключение остановимся на метрологическом обеспечении АК с использованием волны Стоунли.

С метрологической точки зрения системы с цифровой регистрацией волновых сигналов АК обладают своей спецификой [9, 15, 16]. Ситуация для волны Стоунли осложняется еще и тем, что измеряемая величина существенно зависит как от способа измерения (алгоритмов обработки данных), так и от свойств измерительной установки (скважинного прибора). Многие средства, применяемые для калибровки аппаратуры АК по кинематическим и динамическим параметрам продольной волны, неприемлемы в этом случае хотя бы потому, что интервальное время и частота колебаний волны Стоунли лежат в совершенно других диапазонах.

Более обоснованным представляется создание собственного метрологического обеспечения для измерения параметров волны Стоунли.

Наряду с калибровкой скважинного прибора волнового АК как измерительного преобразователя с активным элементом [15] калибровке должен подвергаться весь измерительный комплекс, включая регистратор и систему обработки.

В качестве параметра, по которому должна определяться основная погрешность измерения интервального времени распространения волны Стоунли, целесообразно использовать одну из физических величин, которые характеризуют образцовую меру. Наиболее просто, на наш взгляд, применять для этой цели скорость поперечной волны (2). В этом случае скорость звука в жидкости, плотность жидкости и породы (2), диаметр скважины должны задаваться в качестве входных параметров для программы обработки.

Теоретический анализ [4] свидетельствует, что затухание волны Стоунли существенно зависит как от затухания в породе, так и от затухания в заполняющей скважину жидкости.

С высокой точностью эта зависимость для непроницаемых пород описывается соотношением [4]

$$\alpha_{ls} = a\alpha_{ж} + b\alpha_s, \quad (4)$$

где  $\alpha_{ж}$  и  $\alpha_s$  - коэффициенты затухания продольной волны в жидкости и поперечной волны соответственно;  $a$  и  $b$  - величины, зависящие от частоты и свойств породы. Для акустически жестких пород ( $V_s > c$ )

выполняется соотношение  $a/b \approx 10$ , для "мягких" пород  $a$  и  $b$  являются величинами одного порядка. Представляется разумным использовать для определения основной погрешности измерения коэффициента затухания волны Стоунли достаточно жесткую образцовую меру с высокой добротностью ( $\alpha_s \rightarrow 0$ ) и изменять коэффициент затухания звукопроводящей жидкости. В этом случае калибровка может осуществляться путем расчета коэффициента затухания жидкости по динамическим параметрам волны Стоунли и его сравнения с данными, полученными путем независимых измерений.

### Выводы

1. Кинематические и динамические параметры волны Стоунли характеризуют систему "скважина - звукопроводящая жидкость - скважинный прибор" в целом, поэтому при количественном определении физических параметров по скорости и затуханию волны Стоунли необходимо учитывать упругие свойства скважинного прибора и заполняющей скважину жидкости.

2. Математическое моделирование и обработка скважинных материалов свидетельствуют, что скорость волны Стоунли существенно зависит от частоты сигнала, поэтому для обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли целесообразно использовать спектральные методы.

3. Аппаратура АК с использованием волны Стоунли требует разработки специального метрологического обеспечения. Предложен возможный подход к решению этой проблемы.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Базин В. В., Пивоварова Н. Е. Обработка данных многоэлементного акустического зонда//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 53. С. 82 - 86.
2. Белоусова М. Б., Большевский Ю. М., Востриков М. Ю., Ищенко В. И. О связи затухания волны Лэмба-Стоунли с проницаемостью окружающих скважину пород//Изв. ВУЗов. Сер. Геология и разведка. 1990. № 7. С. 47 - 14.
3. Дзевань И. П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. М.: Недра, 1981. 240 с.
4. Ибатов А. С. О затухании волны Лэмба в скважине, находящейся в поглощающей среде//Новые геоакустические методы исследования месторождений полезных ископаемых. М.: ВНИИЯГГ. 1982. С.109 - 114.
5. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 320 с.

6. Исакович М. А. Общая акустика. М.: Наука, 1979. 495 с.
7. Кнеллер Л. Е., Замалетдинов М. А., Марков М. Г., Юматов А. Ю. Решение прямых и обратных задач акустического каротажа. М.: ВИЭМС. 1991. 43 с.
8. Козяр В. Ф., Глебочева Н. К., Медведев Я. Н. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний)//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 56. С. 52 - 59.
9. Козяр В. Ф., Белоконов Д. В., Козяр Н. В., Смирнов Н. А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и направления развития//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 63. С. 10 - 117.
10. Козяр Н. В. Идентификация и определение характеристик упругих волн, распространяющихся в скважине при акустическом каротаже//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 56. С. 73 - 80.
11. Кокшаров В. З. Волна Лэмба и связь ее с проницаемостью//Исследования по многоволновому акустическому каротажу и сейсмомоделированию. Новосибирск: Изд. ИГиГ СО АН СССР. 1990. С. 3 - 12.
12. Крауклис П. В., Крауклис Л. А. О дисперсии гидроволн в цилиндрическом кольце//Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Л.: 1976. Вып. 16. С. 54 - 60.
13. Крутин В. Н., Ковальчуков Н. А. Влияние зонда на акустические сигналы в скважине//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 48. С. 104 - 112.
14. Крутин В. Н., Марков М. Г., Юматов А. Ю. Волна Лэмба-Стоунли в кольцевом зазоре между каротажным прибором и проницаемой стенкой скважины// Геология и геофизика. 1988. № 9. С. 96 - 101.
15. Метрологическое обеспечение волнового акустического каротажа - принципы, методы и средства/А. М. Блюменцев, В. В. Стогов, В. Г. Цейтлин и др.//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 50. С. 88 - 91.
16. Перельман А. Л. Проблемы метрологического обеспечения аппаратуры акустического каротажа с цифровой регистрацией волнового сигнала//НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 50. С. 80 - 87.
17. Смирнов Н. А. Обоснование параметров и разработка основных узлов аппаратуры акустического каротажа для раздельного возбуждения и регистрации продольной, поперечной и Лэмба-Стоунли волн: Автореф. дисс. к. т. н./АООТ НПП "ГЕРС". Тверь, 1996, 25 с.
18. Уайт Дж. Э. Возбуждение и распространение сейсмических волн. М.: Недра, 1986. 261 с.
19. Biot M. Propagation of elastic waves in a cylindrical bore containing a fluid.//J. Appl. Phys. 1952. V. 23. N 9. P. 997 - 1005.
20. Cheng C. H., Toksoz M. N. Elastic wave propagation in the fluid-filled borehole and synthetic acoustic logs//Geophysics. 1981. V. 46. N 7. P. 1042 - 1053.

21. Lang S. W., Kurkjan A. L., McCellan J. H., Morais C. F., Parks T. W. Estimating slowness dispersion from arrays of sonic logging waveforms// Geophysics. 1987. V. 52. N 4. P. 530 - 544.
22. Liu O. Y. Stonely derived Dt shear log//25-th SPWLA Ann. Logg. Symp. June 10 - 13. 1984. P. ZZ1 - ZZ14.
23. Stevens J. L., Day S. M. Shear velocity logging in slow formations using the Stonely wave//Geophysics. 1986. V. 51. N 1. P. 137 - 147.
24. Tang X. M., Cheng C. H. Effect of a Logging Tool on the Stonely waves in Elastic and Porous Boreholes//The Log Analyst. 1993. V. 34. N 5. P. 46 - 56.
25. Tang X. M., Reiter E. C., Burns D. R. A dispersive-wave processing technique for estimating formation shear velocity from dipole and Stonely waveforms// Geophysics. 1995. V. 60. N 1. P. 19 - 28.
26. Winkler K. W., Liu H. L., Johnson D. L. Permeability and borehole Stonely waves: comparison between experiment and theory//Geophysics. 1989. V. 54. N 1. P. 66 - 75.

*В. В. Кулик, Е. А. Черниговский*  
Институт геофизики НАН Украины  
С. Т. Звольский

*Институт геологических наук НАН Украины*  
*В. С. Месропян, И. А. Майстренко*  
Киевское ОКБ геофизического приборостроения

## **О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ ДВУХКАНАЛЬНОЙ ИНТЕГРАЛЬНОЙ НЕЙТРОННОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ**

**Введение.** Практически все современные приборы нейтронного каротажа снабжены газонаполненными детекторами на основе гелия-3. Важнейшими особенностями <sup>3</sup>He-детекторов являются зависимость их эффективности от энергии нейтронов в широком интервале энергий, наличие депрессии нейтронных полей в окрестности детектора, значительная длина.

Учет характерных свойств <sup>3</sup>He-детекторов необходим для анализа зависимости показаний приборов от нейтронных характеристик исследуемых сред, корректного сопоставления расчетных и экспери-

ментальных результатов, совершенствования методик интерпретации, при разработке новых модификаций нейтронных методов и в других случаях.

Как известно [1, 2], среди нейтронных методов наибольшую глубинность и чувствительность к содержанию поглощающих элементов имеет метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Однако аппаратура ИННК значительно сложнее и дороже, менее стабильна, надежна и долговечна по сравнению с аппаратурой стационарных нейтронных методов.

В ряде случаев для определения поглощающих свойств коллекторов достаточно воспользоваться методом ННКт [3 - 6]. Например, для определения положения ВНК этот метод применим при высокой минерализации пластовых вод ( $C_{NaCl} > 150$  г/л при  $k_n > 20\%$ ) и при отсутствии зоны проникновения фильтрата бурового раствора [4]. Последнее условие выполняется, в частности, при доразведке и ревизии обсаженных скважин старого фонда, когда решению задачи способствует осолонение цементного камня [5 - 6].

Для более широкого применения стационарных нейтронных методов (СНМ) при определении поглощающих свойств коллекторов желательнее увеличить дифференциацию показаний по поглощению (сравнительно с стандартным методом ННКт) и тем самым уменьшить пороги по минерализации и пористости при определении характера насыщенности коллекторов.

В статье приводится обоснование возможности повышения эффективности СНМ при определении поглощающих свойств коллекторов на основе использования особенностей  $^3\text{He}$ -детекторов.

**Показания  $^3\text{He}$ -детекторов.** Полная скорость счета нейтронов детектором, находящимся на некотором расстоянии от источника быстрых нейтронов, определяется выражением:

$$I(z) = \frac{A_{det}}{4} \int_0^{E_0} \eta(E) \Phi^{(s)}(E_0, E, z) dE, \quad (1)$$

где  $A_{det}$  - эффективная площадь поверхности детектора;  $E_0$  - начальная энергия нейтронов источника;  $\eta(E)$  - спектральная эффективность детектора;  $z = z_{eff}$  - эффективное расстояние между источником и детектором;  $\Phi^{(s)}(E_0, E, z)$  - поток нейтронов на поверхности детектора в единичном интервале энергии:  $\Phi^{(s)}(E_0, E, z) = [1 - K_{dep}(E)] \Phi(E_0, E, z)$ ;  $\Phi(E_0, E, z)$  - невозмущенное детектором

пространственно-энергетическое распределение потока нейтронов;  $K_{dep}(E)$  - коэффициент депрессии нейтронного поля возле детектора.

Явные выражения для величин  $\eta(E)$ ,  $K_{dep}(E)$  и  $z_{eff}$  приведены в [7]. На рис. 1 показана спектральная эффективность  $^3\text{He}$ -детекторов СНМ-17 (активная длина  $l = 18$  см, диаметр  $d = 1,8$  см, давление газа  $P_{det} = 7$  атм) и СНМ-56 ( $l = 8$  см,  $d = 3,2$  см,  $P_{det} = 4$  атм). Значение  $E^*$  соответствует энергии сшивки спектров тепловых и надтепловых нейтронов;  $E_{Cd}$  - энергия кадмиевой отсечки.

Как видно из рис. 1, спектральная эффективность лежит в широком интервале энергий, причем в надтепловой области существует значительная вероятность регистрации нейтронов.

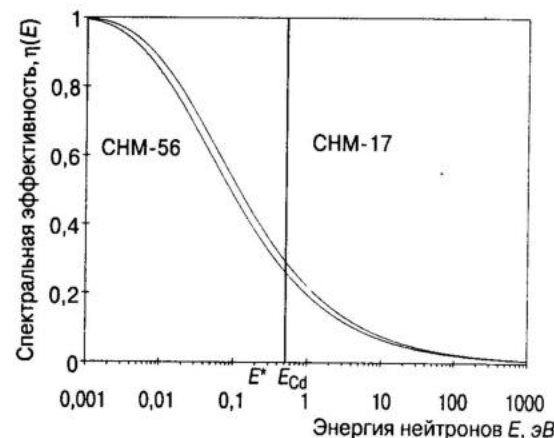
Для каждого детектора можно определить условную энергию  $E_1$ , выше которой эффективность становится практически равной нулю. Энергию  $E_1$  будем считать совпадающей с верхней границей надтеплового интервала энергий нейтронов.

**Скорость счета медленных нейтронов.** В соответствии с зависимостью эффективности детектора от энергии полная скорость счета является фактически скоростью счета медленных нейтронов как суммы двух компонентов - теплового и надтеплового:

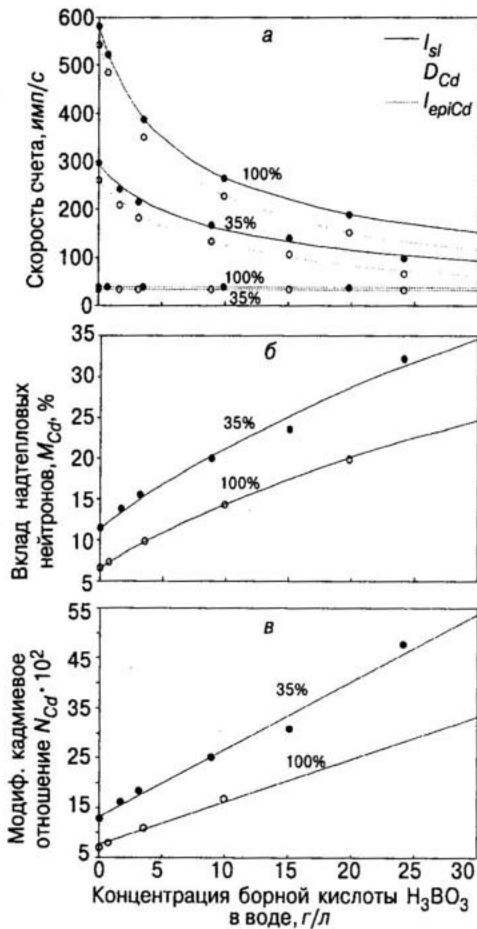
$$I_{sl}(z) = I_{th}(z) + I_{epi}(z), \quad (2)$$

где

$$I_{th}(z) = \frac{A_{det}}{4} \int_0^{E^*} \eta(E) \Phi_{th}^{(s)}(E_0, E, z) dE, \quad I_{epi}(z) = \frac{A_{det}}{4} \int_{E^*}^{E_j} \eta(E) \Phi_{epi}^{(s)}(E_0, E, z) dE. \quad (3)$$



**Рис. 1.** Расчетная зависимость эффективности детекторов СНМ-17 и СНМ-56 от энергии нейтронов



**Рис. 2.** Зависимости от концентрации борной кислоты в флюиде: а - скорости счета медленных ( $I_{sl}$ ), надтепловых ( $I_{epiCd}$ ) и тепловых ( $D_{Cd}$ ) нейтронов; б - относительного вклада надтепловых нейтронов в полную скорость счета ( $M_{Cd}$ ); в - модифицированного кадмиевого отношения ( $N_{Cd}$ ); прибор ВПГР (дет. СНМ-17; ист. Pu-Be,  $Q = 5 \cdot 10^4$  н/с); точки - эксперимент; линии - расчет; шифр кривых - пористость песчаника

и насыщенный этим раствором кварцевый песок, моделирующий песчаник пористостью около 35%. Как видно из рис., кадмиевая разность, соответствующая скорости счета чисто тепловых нейтронов, существенно меньше скорости счета медленных нейтронов.

Относительный вклад надтепловых нейтронов в показания детектора. Для сопоставления показаний детектора, окруженного кадмием, с показаниями открытого детектора рассмотрим отношение этих двух непосредственно измеряемых величин:

$$M_{Cd}(z) = \frac{I_{epiCd}(z)}{I_{sl}(z)} = \frac{1}{K_{Cd} \frac{I_{th}(z)}{I_{epi}(z)} + 1} \quad (7)$$

Параметр  $M_{Cd}^1$  имеет ясный физический смысл: он характеризует относительный вклад скорости счета надтепловых нейтронов в полную скорость счета. Из (7) следует, что при слабом поглощении ( $I_{epi} \ll I_{th}$ ) этот вклад

<sup>1</sup> Величина, обратная параметру  $M_{Cd}$  обычно называется кадмиевым отношением [6 - 8]. В настоящей работе мы используем  $M_{Cd}$  в качестве вспомогательной величины, а основной исследуемой величиной служит параметр  $N_{Cd}$  [8].

мал, с ростом поглощения тепловых нейтронов (когда  $I_{th}$  уменьшается, тогда как  $I_{epi}$  остается практически постоянным) увеличивается, а при предельно сильном поглощении ( $I_{th} \ll I_{epi}$ ) достигает наибольшей величины, асимптотически приближаясь к константе. Следовательно, в общем случае параметр  $M_{Cd}$ , как функция сечения поглощения, имеет нелинейный характер.

В частном случае (при относительно малых значениях  $\bar{\Sigma}_a$ ), когда можно считать, что открытым детектором регистрируются тепловые нейтроны, параметр  $M_{Cd}$  пропорционален отношению потоков надтепловых и тепловых нейтронов. Это отношение, как известно [6, 8], пропорционально  $\bar{\Sigma}_a$  и, таким образом, в рассматриваемом частном случае параметр  $M_{Cd}$  линейно зависит от  $\bar{\Sigma}_a$ . В работе [6] на основании экспериментальных данных показано, что линейная зависимость параметра  $M_{Cd}$  от сечения  $\bar{\Sigma}_a$  (на относительно небольшом интервале) имеет место не только в случае однородной среды, но и при наличии скважины.

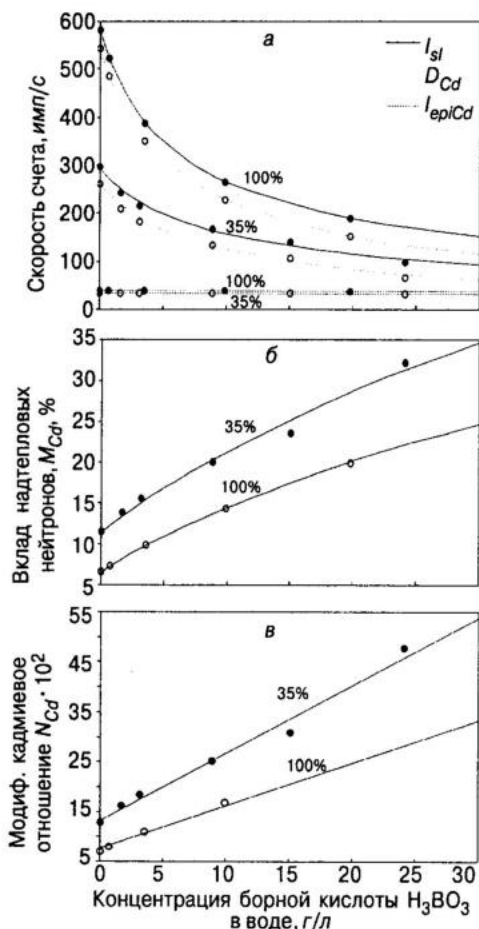
На рис. 2, б представлена зависимость  $M_{Cd}(\text{CH}_3\text{BO}_3)$ . Для обеих сред величина  $M_{Cd}$  существенно увеличивается с ростом содержания аномального поглотителя (бора), проявляя характерное асимптотическое выполаживание кривых. При этом относительный вклад надтепловых нейтронов в полную скорость счета растет с уменьшением пористости. Как видно из рис., для песчаника параметр  $M_{Cd}$  достигает значительной величины (~ 30% и больше).

Отношение скоростей счета надтепловых и тепловых нейтронов. Рассмотрим отношение показаний детектора с кадмиевым фильтром к кадмиевой разности (б), которое условно назовем модифицированным кадмиевым отношением:

$$N_{Cd}(z) = \frac{I_{epiCd}(z)}{D_{Cd}(z)} = \frac{\mu_D}{K_{Cd}} \frac{I_{epi}(z)}{I_{th}(z)} \quad (8)$$

В отличие от  $M_{Cd}$ , отношение  $N_{Cd}$  в первом приближении является линейной функцией сечения поглощения тепловых нейтронов  $\bar{\Sigma}_a$  во всем интервале его изменения. Параметр  $N_{Cd}^{-1}$  характеризует "накопление" нейтронов в тепловой области энергий.

Связь между параметрами  $N_{Cd}$  и  $M_{Cd}$  следующая:  $N_{Cd}(z) = M_{Cd}(z) / [1 + M_{Cd}(z)]$  (при  $M_{Cd} \ll 1$   $N_{Cd} \approx M_{Cd}$ ). Видно, что при любом поглощении  $N_{Cd} > M_{Cd}$ . С учетом линейности параметра  $N_{Cd}$  его чувствительность к поглощению постоянна и больше чувстви-



**Рис. 2.** Зависимости от концентрации борной кислоты в флюиде: а - скорости счета медленных ( $I_{st}$ ), надтепловых ( $I_{epiCd}$ ) и тепловых ( $D_{Cd}$ ) нейтронов; б - относительного вклада надтепловых нейтронов в полную скорость счета ( $M_{Cd}$ ); в - модифицированного кадмиевого отношения ( $N_{Cd}$ ); прибор ВПГР (дет. СНМ-17; ист. Pu-Be,  $Q = 5 \cdot 10^4$  н/с); точки - эксперимент; линии - расчет; шифр кривых - пористость песчаника

и насыщенный этим раствором кварцевый песок, моделирующий песчаник пористостью около 35%. Как видно из рис., кадмиевая разность, соответствующая скорости счета чисто тепловых нейтронов, существенно меньше скорости счета медленных нейтронов.

Относительный вклад надтепловых нейтронов в показания детектора. Для сопоставления показаний детектора, окруженного кадмием, с показаниями открытого детектора рассмотрим отношение этих двух непосредственно измеряемых величин:

$$M_{Cd}(z) = \frac{I_{epiCd}(z)}{I_{st}(z)} = \frac{1}{K_{Cd} \frac{I_{th}(z)}{I_{epi}(z)}} \quad (7)$$

Параметр  $M_{Cd}^1$  имеет ясный физический смысл: он характеризует относительный вклад скорости счета надтепловых нейтронов в полную скорость счета. Из (7) следует, что при слабом поглощении ( $I_{epi} \ll I_{th}$ ) этот вклад

<sup>1</sup> Величина, обратная параметру  $M_{Cd}$  обычно называется кадмиевым отношением [6 - 8]. В настоящей работе мы используем  $M_{Cd}$  в качестве вспомогательной величины, а основной исследуемой величиной служит параметр  $N_{Cd}$  (8).

мал, с ростом поглощения тепловых нейтронов (когда  $I_{th}$  уменьшается, тогда как  $I_{epi}$  остается практически постоянным) увеличивается, а при предельно сильном поглощении ( $I_{th} \ll I_{epi}$ ) достигает наибольшей величины, асимптотически приближаясь к константе. Следовательно, в общем случае параметр  $M_{Cd}$ , как функция сечения поглощения, имеет нелинейный характер.

В частном случае (при относительно малых значениях  $\bar{\Sigma}_a$ ), когда можно считать, что открытым детектором регистрируются тепловые нейтроны, параметр  $M_{Cd}$  пропорционален отношению потоков надтепловых и тепловых нейтронов. Это отношение, как известно [6, 8], пропорционально  $\bar{\Sigma}_a$  и, таким образом, в рассматриваемом частном случае параметр  $M_{Cd}$  линейно зависит от  $\bar{\Sigma}_a$ . В работе [6] на основании экспериментальных данных показано, что линейная зависимость параметра  $M_{Cd}$  от сечения  $\bar{\Sigma}_a$  (на относительно небольшом интервале) имеет место не только в случае однородной среды, но и при наличии скважины.

На рис. 2, б представлена зависимость  $M_{Cd}(\text{CH}_3\text{BO}_3)$ . Для обеих сред величина  $M_{Cd}$  существенно увеличивается с ростом содержания аномального поглотителя (бора), проявляя характерное асимптотическое выполаживание кривых. При этом относительный вклад надтепловых нейтронов в полную скорость счета растет с уменьшением пористости. Как видно из рис., для песчаника параметр  $M_{Cd}$  достигает значительной величины (~ 30% и больше).

Отношение скоростей счета надтепловых и тепловых нейтронов. Рассмотрим отношение показаний детектора с кадмиевым фильтром к кадмиевой разности (6), которое условно назовем модифицированным кадмиевым отношением:

$$N_{Cd}(z) = \frac{I_{epiCd}(z)}{D_{Cd}(z)} = \frac{\mu_D}{K_{Cd}} \frac{I_{epi}(z)}{I_{th}(z)} \quad (8)$$

В отличие от  $M_{Cd}$ , отношение  $N_{Cd}$  в первом приближении является линейной функцией сечения поглощения тепловых нейтронов  $\bar{\Sigma}_a$  во всем интервале его изменения. Параметр  $N_{Cd}^{-1}$  характеризует "накопление" нейтронов в тепловой области энергий.

Связь между параметрами  $N_{Cd}$  и  $M_{Cd}$  следующая:  $N_{Cd}(z) = M_{Cd}(z) / [1 - M_{Cd}(z)]$  (при  $M_{Cd} \ll 1$   $N_{Cd} \approx M_{Cd}$ ). Видно, что при любом поглощении  $N_{Cd} > M_{Cd}$ . С учетом линейности параметра  $N_{Cd}$  его чувствительность к поглощению постоянна и больше чувстви-

тельности параметра  $M_{Cd}$  (которая, к тому же, падает с ростом  $\bar{\Sigma}_a$ ). Соответственно, и дифференциация  $N_{Cd}$  по поглощению также более высокая. Эти свойства модифицированного кадмиевого отношения  $N_{Cd}$  делают предпочтительным его использование при определении поглощающих свойств горных пород.

Сопоставление данных, приведенных на рис. 2, в, б, подтверждают эти выводы. Из рис. 2, в видно также, что чувствительность и дифференциация параметра  $N_{Cd}$  растут с уменьшением пористости, что является важным фактором при определении характера насыщенности коллекторов.

**Метод двухканальной интегральной нейтронной спектрометрии (метод ДИНС).** *Принципиальные положения метода.* В поглощающих средах открыт  $^3\text{He}$ -детектор регистрирует, наряду с тепловыми, значительную часть надтепловых нейтронов. При этом относительный вклад надтеплого компонента в показания детектора не остается фиксированным, а зависит от поглощающих свойств исследуемых сред. При решении задач, связанных с определением параметров поглощения горных пород, желательно исключить скорость счета надтепловых нейтронов из показаний детектора медленных нейтронов, т. е. получить скорость счета тепловых нейтронов.

Показания открытого детектора зависят, помимо других факторов, не только от плотности потоков, но и от интегральных (с учетом свойств детектора) спектров тепловых и надтепловых нейтронов. Соответственно, показания детектора, окруженного кадмиевым фильтром, связаны с интегральным спектром надтепловых нейтронов. Разность между показаниями открытого детектора (1-й канал регистрации) и детектора с фильтром (2-й канал) при соблюдении идентичных условий измерений зависит от интегрального спектра тепловых нейтронов.

На этих идеях базируются новый аппаратно-методический подход к повышению эффективности СМ при определении поглощающих свойств горных пород и метод ДИНС. При использовании высокоэффективных  $^3\text{He}$ -детекторов метод ДИНС фактически является методом регистрации тепловых нейтронов, тогда как метод, традиционно называемый НКт, является методом регистрации медленных нейтронов.

Исходными величинами метода ДИНС являются скорости счета медленных  $I_{sl}$  и надтепловых нейтронов  $I_{epiCd}$ , полученные при одних

и тех же условиях измерений. Из исходных величин определяются производные от них величины - кадмиевая разность  $D_{Cd}$  (6) и модифицированное кадмиевое отношение  $N_{Cd}$  (8).

*Параметры дифференциации по поглощению.* При определении положения водонефтяного контакта с помощью общепринятого метода НКт интерпретационным параметром служит относительная дифференциация показаний детектора по хлоросодержанию  $\delta_I$  [5]:

$$\delta_I = [I(0) - I(C)]/I(C), \quad (9)$$

где  $I(0)$  и  $I(C)$  - скорости счета медленных нейтронов против нефтеносной и водоносной частей коллектора данной пористости соответственно;  $C$  - концентрация солей, содержащих хлор.

Аналогичным интерпретационным параметром относительной дифференциации по хлоросодержанию в методе ДИНС является

$$\delta_D = [D_{Cd}(0) - D_{Cd}(C)]/D_{Cd}(C). \quad (10)$$

Нетрудно убедиться, что  $\delta_D = \delta_I/[1 - M_{Cd}(C)]$ . Следовательно, параметр дифференциации  $\delta_D$ , с учетом свойств отношения  $M_{Cd}(C)$ , существенно больше параметра  $\delta_I$ .

В качестве параметра дифференциации пласта по поглощающим свойствам в методе ДИНС может служить также величина

$$\delta_N = [N_{Cd}(C) - N_{Cd}(0)]/N_{Cd}(0). \quad (11)$$

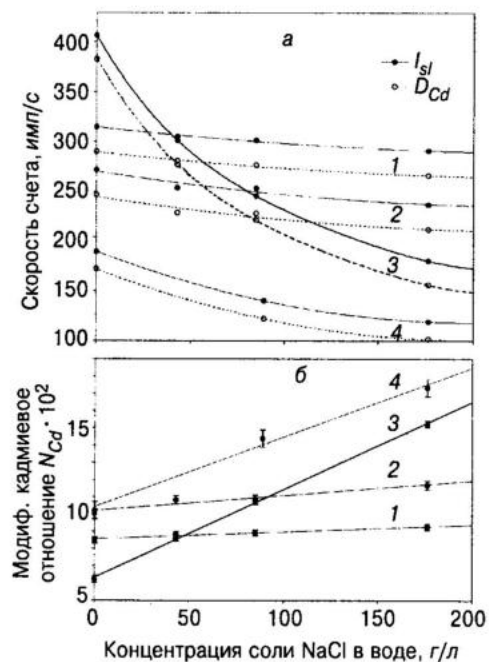
Поскольку зависимость  $N_{Cd}(C)$  линейна, то параметр  $\delta_N$  пропорционален минерализации порового флюида:  $\delta_N = k \cdot S_N \cdot C$ , где  $S_N = \Delta N/\Delta C = \text{const}$  - чувствительность параметра  $N_{Cd}$  к минерализации  $C$ . Заметим, что при  $R_{epiCd}(C) = \text{const}$  параметры  $\delta_N$  и  $\delta_D$  совпадают.

Таким образом, преимущество интерпретационного параметра метода ДИНС  $\delta_D$  (или  $\delta_N$ ) перед параметром традиционного метода НКт  $\delta_I$  состоит в следующем:  $\delta_D > \delta_I$ , причем неравенство тем сильнее, чем больше минерализация  $C$ ;  $\delta_D$  пропорционально  $C$ , тогда как  $\delta_I(C)$  ведет себя нелинейно, с ростом  $C$  асимптотически приближаясь к постоянной величине; чувствительность  $S_D(C) = \text{const}$ , тогда как чувствительность  $S_I(C)$  уменьшается с ростом  $C$ .

**Влияние скважины на показания приборов типа ДИНС в поглощающих средах.** Приведем некоторые результаты измерений на моделях нейтронно-поглощающих сред при наличии скважины. От-

метим, что ряд результатов качественно согласуются с выводами, полученными ранее на основе измерений различными приборами ННКт [3, 5, 6].

Для измерений использовались макеты приборов, условно называемые здесь ДИНС-1 и ДИНС-2, с диаметром зондового устройства 45 мм (Pu-Be источник нейтронов, детекторы СМ-56 с кадмиевым фильтром и без него). Длина зонда прибора ДИНС-1 (расстояние от центра источника до середины детектора) - 9 см; длина зонда прибора ДИНС-2 - 30 см.



**Рис. 3.** Зависимости от минерализации флюида:

а - скорости счета медленных и тепловых нейтронов; б - модифицированного кадмиевого отношения  $N_{Cd}$ ; прибор ДИНС-1; шифр кривых: 1, 2 - прибор прижат к стенке скважины с  $C = 0$  г/л (1) и  $C = 45,6$  г/л (2); 3 - прибор в среде без скважины; 4 - прибор с увеличенным диаметром в скважине

Для имитации скважины по оси модели устанавливалась стальная труба с внутренним диаметром 118 мм и толщиной стенки 4,5 мм. Измерения выполнялись в трубе, заполненной воздухом, пресной и минерализованной водой. Прибор располагался по оси скважины или прижимался к ее стенке. Увеличение диаметра приборов осуществлялось с помощью алюминиевой насадки диаметром 102 мм.

Как видно из рис. 3, а и 4, а, при низких минерализациях жидкости в пласте наличие стальной колонны существенно уменьшает скорость счета медленных нейтронов по сравнению с показаниями приборов в среде без скважины. Это объясняется, в основном, сильным поглощением тепловых нейтронов железной трубой (при  $C = 0$  в скважине и пласте "чистый" эффект колонны

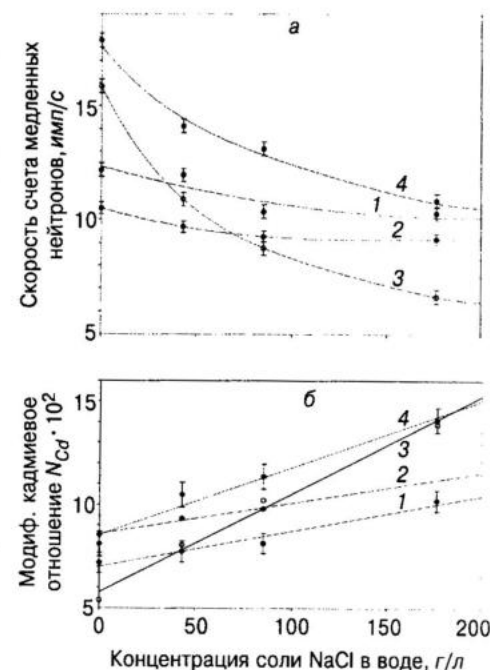
составляет около 30%). При высоких минерализациях пластовой воды эффект колонны падает практически до нуля.

В случае заполнения колонны пресной водой (нефтью) показания обоих приборов в пределах сильно поглощающего пласта существенно выше показаний в том же пласте без скважины. Это объясняется более слабым поглощением нейтронов в непосредственно окружающей прибор среде.

В результате наличие обсаженной скважины приводит к сильному ослаблению зависимости скорости счета медленных и тепловых нейтронов от минерализации воды в пласте (по сравнению с однородной средой). Для центрированного прибора дифференциация по поглощению практически отсутствует.

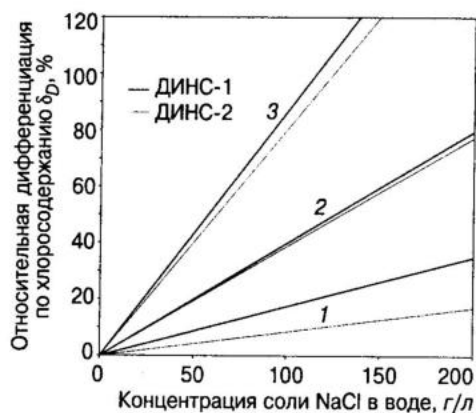
Скорость счета надтепловых нейтронов слабо зависит как от минерализации пластовой и скважинной жидкости, так и от наличия стальной колонны и положения прибора в ней. Относительное изменение скорости счета надтепловых нейтронов прибором ДИНС-1 для всех этих случаев составило около 5%, для прибора ДИНС-2 - около 10%.

Как следует из рис. 3, б и 4, б, чувствительность и дифференциация параметра  $N_{Cd}$  по хлору для обоих приборов, находящихся в скважине, сильно уменьшаются по сравнению со случаем однородной среды. При этом для прибора с большим зондом (ДИНС-2) чувствительность и дифференциация несколько выше, чем для прибора



**Рис. 4.** Зависимости от минерализации флюида:

а - скорости счета медленных нейтронов; б - модифицированного кадмиевого отношения  $N_{Cd}$ ; прибор ДИНС-2; шифр кривых: 1, 2 - прибор прижат к стенке скважины с  $C = 0$  г/л (1) и  $C = 45,6$  г/л (2); 3 - прибор в среде без скважины; 4 - прибор с увеличенным диаметром в скважине



**Рис. 5.** Относительная дифференциация по хлорсодержанию  $\delta_D$  для приборов ДИНС-1 и ДИНС-2:

1 - прибор прижат к стенке скважины; 2 - прибор с увеличенным диаметром в скважине; 3 - прибор в среде без скважины

интервале изменения минерализации пластового флюида, тогда как для прибора с относительно большой длиной зонда показания существенно увеличиваются (рис. 4, а). Чувствительность параметра  $N_{Cd}$  к  $C$  и относительная дифференциация по  $C$  для приборов с увеличенным диаметром значительно выше по сравнению с их "тонкими" аналогами и практически приближаются к соответствующим параметрам в среде без скважины (рис. 3, б и 4, б).

На рис. 5 показана зависимость параметра дифференциации  $\delta_D$  от минерализации пластового флюида. Рисунок наглядно демонстрирует возможности четырех приборов типа ДИНС ("тонкий" прибор с малым зондом и такой же прибор с относительно большим зондом + два прибора с теми же зондами, но увеличенного диаметра). Для сравнения показаны также "идеальные" зависимости для среды без скважины.

Из приведенных на рис. 5 результатов можно заключить, что эффективность приборов типа ДИНС при определении поглощающих свойств несколько увеличивается с ростом длины зонда, а при данной длине зонда значительно возрастает для приборов с увеличенным диаметром. Качественно эти выводы, как и следовало ожидать, аналогичны данным метода НККт [6].

с малым зондом (ДИНС-1). Из тех же рисунков видно, что зависимость параметра  $N_{Cd}$  от минерализации воды в пласте остается линейной и при наличии скважины, независимо от ее заполнения.

Принципиально иные результаты дают эти же приборы при увеличении их диаметра с помощью алюминиевой насадки, в значительной мере вытесняющей скважинную жидкость.

Из рис. 3, а следует, что такая насадка на приборе с малой длиной зонда уменьшает скорость счета медленных и тепловых нейтронов во всем интервале изменения минерализации пластового флюида, тогда как для прибора с относительно большой длиной зонда показания существенно увеличиваются (рис. 4, а). Чувствительность параметра  $N_{Cd}$  к  $C$  и относительная дифференциация по  $C$  для приборов с увеличенным диаметром значительно выше по сравнению с их "тонкими" аналогами и практически приближаются к соответствующим параметрам в среде без скважины (рис. 3, б и 4, б).

На рис. 5 показана зависимость параметра дифференциации  $\delta_D$  от минерализации пластового флюида. Рисунок наглядно демонстрирует возможности четырех приборов типа ДИНС ("тонкий" прибор с малым зондом и такой же прибор с относительно большим зондом + два прибора с теми же зондами, но увеличенного диаметра). Для сравнения показаны также "идеальные" зависимости для среды без скважины.

Из приведенных на рис. 5 результатов можно заключить, что эффективность приборов типа ДИНС при определении поглощающих свойств несколько увеличивается с ростом длины зонда, а при данной длине зонда значительно возрастает для приборов с увеличенным диаметром. Качественно эти выводы, как и следовало ожидать, аналогичны данным метода НККт [6].

**Заключение.** Основные результаты работы заключаются в следующем.

1. Показана принципиальная возможность повышения информативности стационарных нейтронных методов при определении поглощающих свойств горных пород путем использования особенностей, присущих высокоэффективным  $^3\text{He}$ -детекторам нейтронов. Предлагаемый подход условно назван методом двухканальной интегральной нейтронной спектрометрии (ДИНС).

2. Рассмотрены свойства и особенности кадмиевой разности, ранее не использовавшейся в ядерной геофизике, и модифицированного кадмиевого отношения, отличающегося от ранее применяемого. Показано, что использование этих параметров, присущих методу ДИНС, повышает дифференциацию пластов по поглощению (сравнительно с традиционным подходом).

Ряд полученных результатов и выводов качественно согласуются с данными исследований, проведенных ранее традиционным методом НККт [3, 5, 6]. Иначе и не могло быть, т. к. метод ДИНС, основанный на использовании специфических особенностей гелиевых детекторов, является, по существу, реализацией метода регистрации чисто тепловых нейтронов. Однако связанный с поглощением положительный эффект ДИНС на 10 - 20% превосходит аналогичный эффект НККт, поскольку на показания последнего оказывает заметное влияние надтепловой компонент, практически не зависящий от поглощения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Теория нейтронных методов исследования скважин/С. А. Кантор, Д. А. Кожевников, А. Л. Поляченко, Ю. С. Шимелевич. М.: Недра, 1985.
2. Скважинная ядерная геофизика: Справочник геофизика; Под ред. О. Л. Кузнецова и А. Л. Поляченко. 2-е изд. М.: Недра, 1990.
3. Орлинский Б. И. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977.
4. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра, 1978.
5. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений/Ф. А. Алексеев, И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин и др. М.: Недра, 1978.
6. Кожевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. 2- изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1982.
7. Кулик В. В., Звольский С. Т., Крутой А. А. Теоретические и экспериментальные исследования показаний  $^3\text{He}$ -детекторов нейтронов в поглощающих средах//Геоинформатика. 1998. № 1. С. 16 - 28.
8. Бекуртц К., Виртц К. Нейтронная физика. М.: Атомиздат, 1968.

В. К. Утопленников, Х. К. Самигуллин  
ОАО НПП "ВНИИГИС"

### ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ВЕРТИКАЛЬНО-ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПРИТОКОВ

Геофизические потокометрические исследования по контролю и сопровождению испытаний и эксплуатации нефтяных и газовых скважин проводятся в динамических условиях, обусловленных особенностями притоков флюидов и техническим состоянием скважин.

Многокомпонентный состав пластовых флюидов, сложное строение коллекторов, искажение результатов испытаний заколонными перетоками, негерметичностью обсадных колонн и изоляционных мостов снижают однозначность результатов потокометрических исследований. Поэтому одним из основных путей оценки влияния большого количества факторов на показания потокометрической аппаратуры является получение эмпирических зависимостей на модельных установках.

Для максимально возможного приближения к реальным скважинным условиям необходима большая модель действующей скважины (МДС), которую можно располагать в вертикальном и горизонтальном положениях.

Конструктивно предлагаемая МДС должна состоять из отдельных блоков первого рода, имитирующих обсаженную скважину с различными дефектами цементажа и заколонными флюидопроводящими каналами, и блоков второго рода, имитирующих

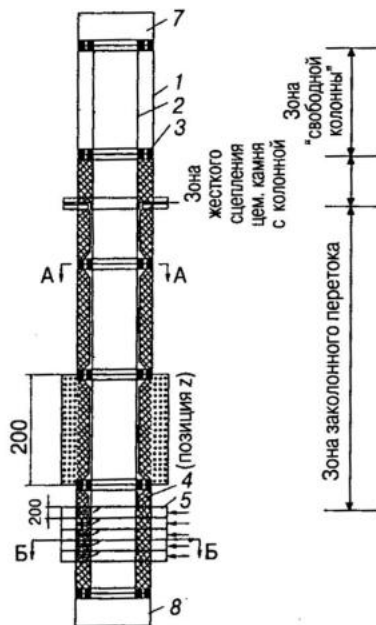


Рис. 1. Общий вид МДС

различные типы пластов-коллекторов и степень их совершенства по вторичному вскрытию.

Блоки первого рода представляют собой обсадные трубы (рис. 1 и 2) диаметром 219 (1) и 146 мм (2), вставленные одна в другую и зафиксированные сверху и снизу соединительными фланцами (3), в которых предусмотрены флюидопроводящие каналы. Межтрубное пространство этих блоков либо оставляется пустым, либо цементируется с имитацией разного типа цементажа, соосного или эксцентричного (рис. 3, б), и качества сцепления цементного камня с колонной, с флюидопроводящими каналами различного размера (рис. 3, а).

Это позволит моделировать различные условия для заколонных перетоков флюидов и их фиксирования геофизическими методами (например, термометрией), производить тарировку акустических и радиоактивных цементометров с разверткой полученной информации по сечению обсадной колонны.

Блок второго рода состоит (рис. 1; 3, а; 4) из несущего блока первого рода (4) и приставного имитатора пласта-коллектора (5).

Межтрубное пространство блока (4) можно цементировать с различными дефектами либо вообще не цементировать (рис. 3, а); на внутренней трубе можно сделать круглые или щелевые отверстия (имитация конструкции фильтровой колонны) либо убрать внутреннюю трубу (имитация открытого ствола).

На внутренней или внешней трубах блока первого рода можно имитировать различные дефекты (отверстия от кумулятивного и сверлящего перфоратора, щелевая резка, коррозия металла и пр.)

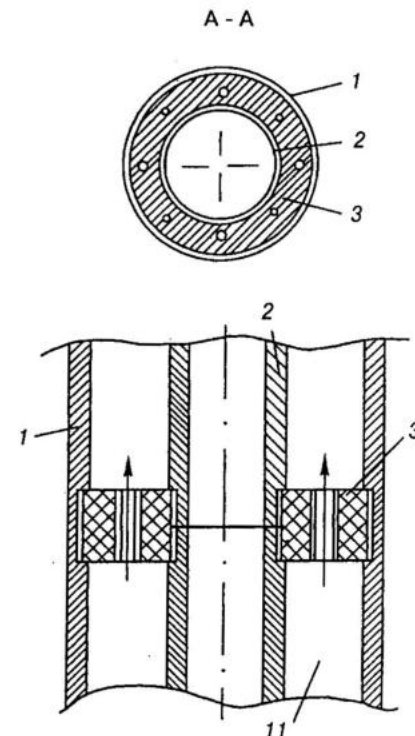
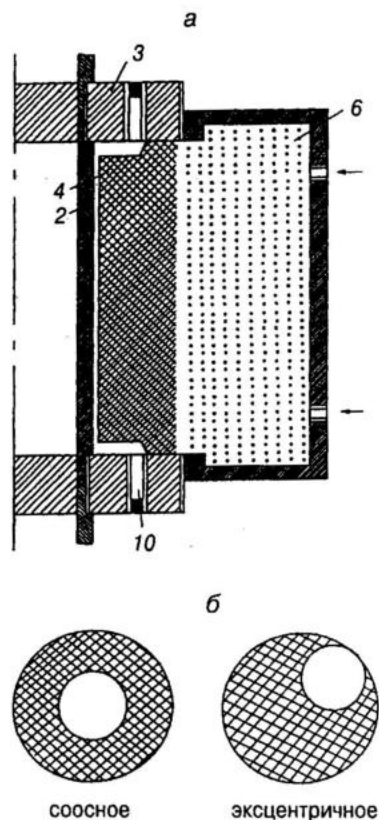


Рис. 2. Схема крепления блоков соединительными фланцами



**Рис. 3.** Варианты различного характера цементирования межтрубного пространства:  
 а - моделирование зазора между цементным камнем и внутренней колонной;  
 б - варианты цементирования внутренней колонны

для их фиксации магнитными локаторами и электромагнитными дефектомерами.

Наиболее сложную конструкцию имеет блок имитации пласта-коллектора. Он выполнен (рис. 1 и 4) в виде набора корзинок (5), которые заполняются несколькими рядами стеклянных шариков (6), изолированных друг от друга тонкими прокладками. Разделение на тонкие "пропластки" обусловлено необходимостью подвода к каждой пропластке (рис. 4 и 5) моделей пластовых флюидов (солярки, воды и воздуха). При необходимости можно ставить по две и более прокладки для имитации порово-трещинного коллектора.

Корзинки можно наполнять стеклянными шариками разного диаметра для имитации различно проницаемых коллекторов. В качестве наполнителей корзинок можно также использовать хорошо отсортированный крупнозернистый песок и другие материалы. Наличие наполнителей в имитаторах пластов-коллекторов позволит моделировать дроссельные эффекты при различных комбинациях одновременной подачи солярки, воды и воздуха, что крайне важно для интерпретации данных термометрии и термокондуктивной индикации притоков.

Между корзинками предусматриваются (рис. 4) отверстия (10) для имитации вертикальной фильтрации флюидов (при отсутствии надобности отверстия перекрываются пробками), места соединения

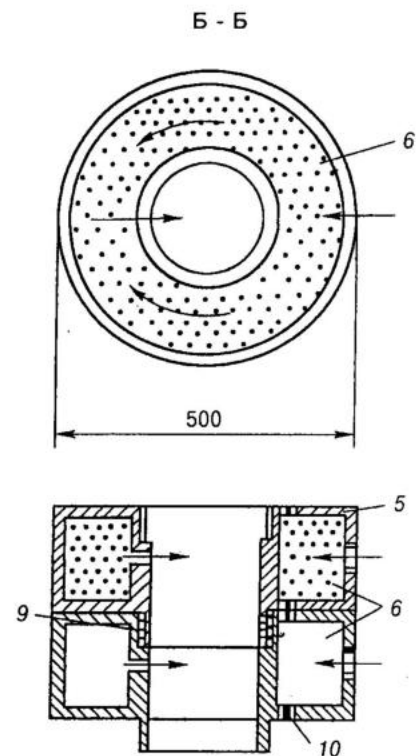
корзинок герметизируются резиновыми уплотнениями (9).

В зависимости от поставленных задач, а также высоты помещения, где установлена МДС, можно производить монтаж блоков первого и второго родов в различных вариантах, располагать МДС под любым углом (от вертикального до горизонтального положений).

Солярка и вода размещаются в емкостях на эстакадах (рис. 6), из которых они (рис. 5) по трубопроводам (11) через распределительный коллектор насосами подаются непосредственно в имитаторы пластов-коллекторов. Подача воздуха осуществляется с помощью компрессора. Для регулирования расхода подаваемого флюида на трубопроводе устанавливается (рис. 5) сменный штуцер (12). В нижней части МДС наворачивается (рис. 1) заглушка (8) со сливным вентилем, сверху - герметизирующее устройство (7) для пропуска каротажного кабеля со скважинными приборами.

Оснащение МДС аттестованными высокоточными расходомерами жидкости и газа, влагомерами, манометрами и термометрами позволит получать ценнейшую информацию о характере движения флюидов в МДС, которую можно использовать на реальных скважинах в различных геолого-технических условиях. Это, в свою очередь, даст возможность совершенствования методик обработки и интерпретации скважинных материалов.

На МДС можно будет проводить поверку, калибровку и аттестацию скважинной геофизической аппаратуры, модельные работы с датчиками потокометрической аппаратуры (термокондуктивного ин-



**Рис. 4.** Схема имитатора пласта-коллектора

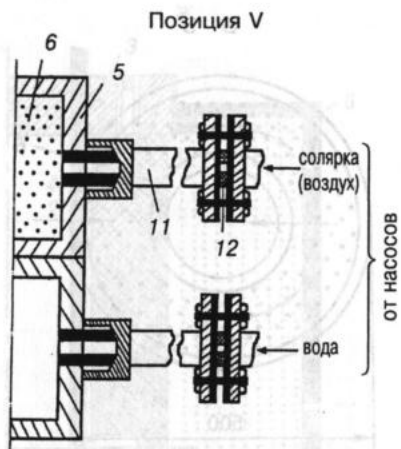


Рис. 5. Схема развязки подвода трубопроводов к имитаторам пластов-коллекторов

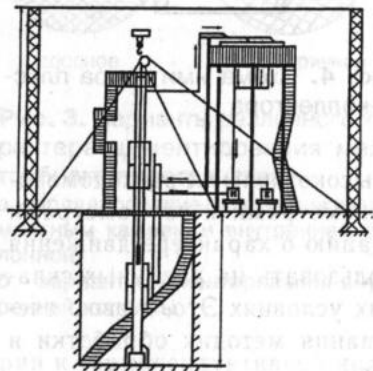
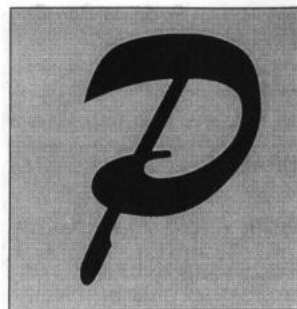


Рис. 6. Общий вид установки для моделирования действующей скважины

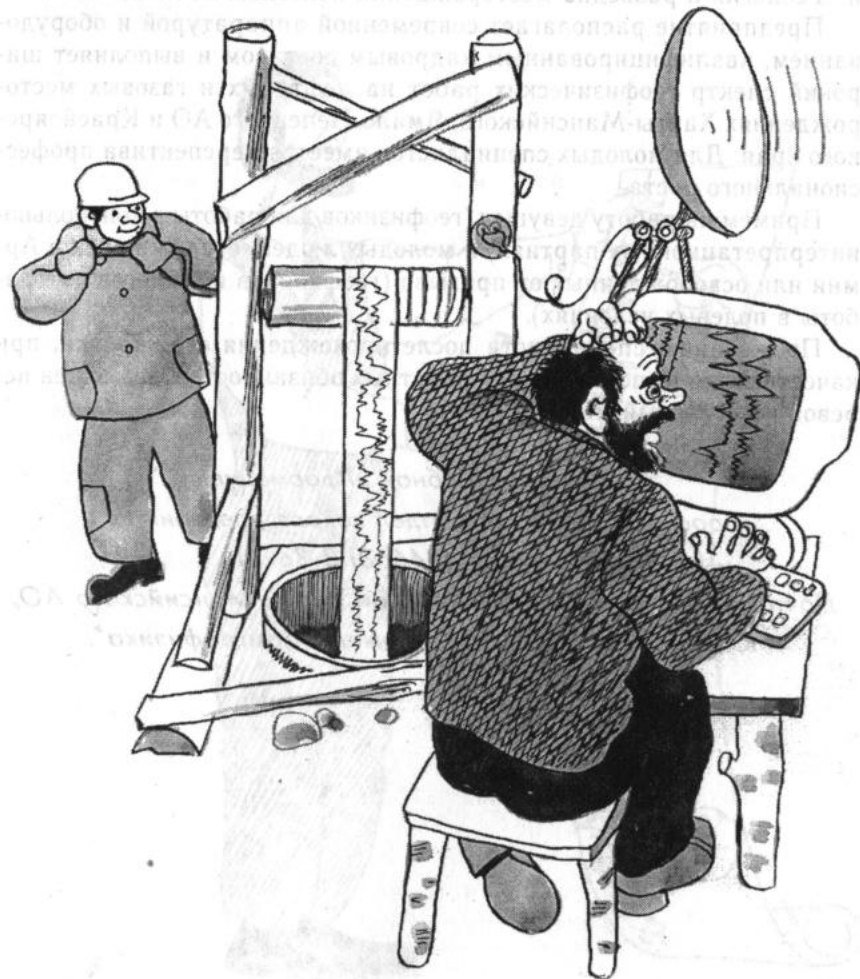
дикатора притока, влагомера и механического расходомера) в различных условиях многофазных притоков, что значительно повысит однозначность и информативность скважинных материалов.

МДС должна стать неотъемлемой частью метрологических центров геофизической аппаратуры, позволяющей

- совершенствовать методики геофизических исследований действующих нефтяных, газоконденсатных, газовых, гидрогеологических скважин в различных геолого-технических условиях, обработки и интерпретации полученных материалов;
- совершенствовать первичные преобразователи потокометрической аппаратуры;
- совершенствовать аппаратуру и методику определения качества цементации обсадных колонн и выделения в них дефектов акустическими, радиоактивными и электромагнитными методами;
- осуществлять имитацию негерметичности обсадных труб и изоляционных мостов, заколонных перетоков и их фиксацию различными геофизическими методами;
- проводить поверку, калибровку и аттестацию скважинной потокометрической, акустической, радиоактивной и электромагнитной аппаратуры.



абота для Вас



**Молодым специалистам  
предлагает работу  
Западно-Сибирская Корпорация**

ЗСК "Тюменьпромгеофизика" приглашает на работу выпускников высших учебных заведений по специальностям "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых" и "Геология и разведка месторождений полезных ископаемых".

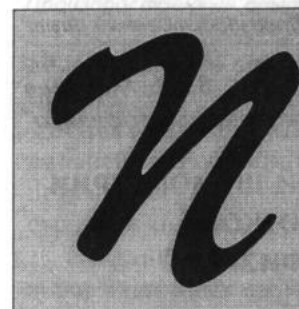
Предприятие располагает современной аппаратурой и оборудованием, квалифицированным кадровым составом и выполняет широкий спектр геофизических работ на нефтяных и газовых месторождениях Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого АО и Красноярского края. Для молодых специалистов имеется перспектива профессионального роста.

Примем на работу девушек (геофизиков для работы в контрольно-интерпретационных партиях) и молодых людей, отслуживших в Армии или освобожденных от призыва (геофизиков и геологов для работы в полевых условиях).

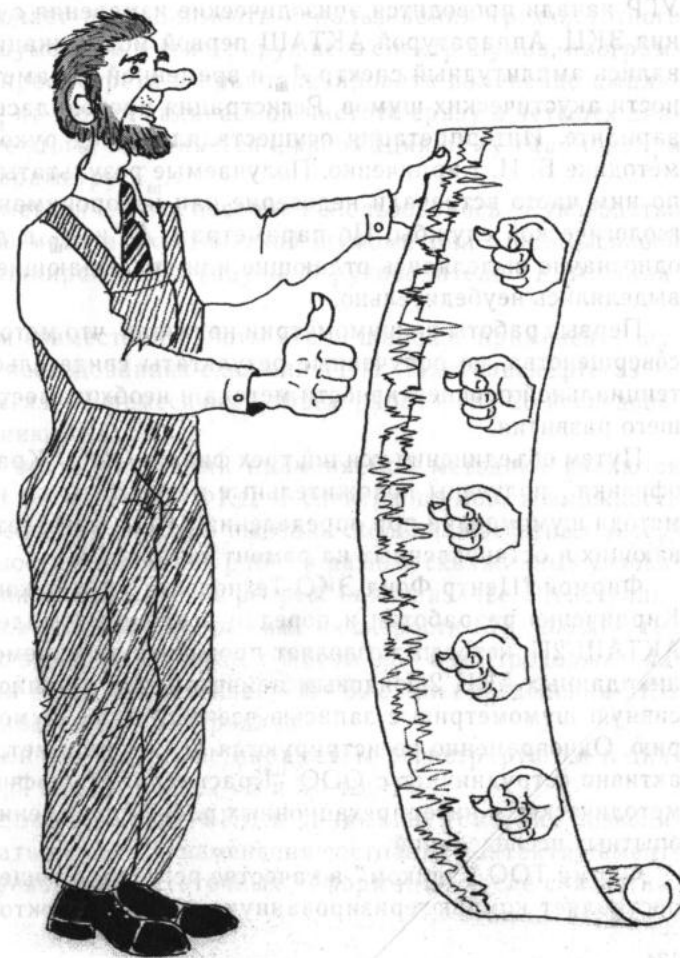
По желанию специалиста после прохождения стажировки, при качественном выполнении должностных обязанностей, возможен перевод на вахтовый метод работы.

*За более подробной информацией  
просим обращаться в отдел кадров предприятия  
по телефону (34663) 3-36-71.*

*Почтовый адрес: 628684, г. Мегион Ханты-Мансийского АО,  
Южная промзона, ЗСК "Тюменьпромгеофизика".*



**производственный  
опыт**



В. П. Метелев  
ООО "Красноярнефтегеофизика"

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОЙ ШУМОМЕТРИИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ В ООО "КРАСНОЯРНЕФТЕГЕОФИЗИКА"

Идея использования акустических шумов, наблюдаемых в скважине, была предложена еще в 60-х годах. С 1995 г. в Красноярском УГР начали проводиться эпизодические измерения с целью выделения ЗКЦ. Аппаратурой АКТАШ первой модификации регистрировались амплитудный спектр  $A_{ш}$  и временной параметр  $T_{ш}$  длительности акустических шумов. Регистрация проводилась в аналоговом варианте. Интерпретация осуществлялась под руководством и по методике Б. И. Кирпиченко. Получаемые результаты и заключения по ним часто встречали недоверие или недопонимание со стороны геологической службы. По параметрам  $A_{ш}$  и  $T_{ш}$  в лучшем случае однозначно выделялись отдающие или поглощающие пласты, ЗКЦ выделялись неубедительно.

Первые работы по шумометрии показали, что метод еще далек от совершенства, но полученные результаты свидетельствовали о потенциальной перспективности метода и необходимости его дальнейшего развития.

Путем объединения усилий трех фирм в ООО "Красноярнефтегеофизика" получены положительные результаты по использованию метода шумометрии при определении ЗКЦ в нагнетательных, добывающих и остановленных на ремонт скважинах.

Фирмой "Центр Фонд ЭКО-Технология" под руководством Б. И. Кирпиченко разработан и передан в аренду комплексный прибор АКТАШ-2П, который позволяет проводить одновременно регистрацию данных АКЦ 2-зондовым цементмером с записью ФКД, пассивную шумометрию с записью всего спектра шумов и термометрию. Одновременно регистрируются 11 - 14 параметров. "Центр..." активно сотрудничает с ООО "Красноярнефтегеофизика" в плане методических и интерпретационных работ, проведения скважинных опытных исследований.

Фирма ТОО "Эликом" в качестве регистрирующей аппаратуры поставляет компьютеризированную станцию "Гектор", позволяю-

щую проводить запись трех ФКД (две - по АКЦ и одну - по шумометрии).

Программное обеспечение станции "Гектор" позволяет проводить дальнейшую обработку записанных ФКД. По данным акустической цементометрии определяются параметры  $A_p$ ,  $A_k$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $\Delta T$ ,  $A_1/A_2$  и строится колонка герметичности.

По данным шумометрии просматривается весь спектр шумов и в форме кривых выделяются четыре спектральных интервала, ширина которых задается при обработке материала геофизиком-интерпретатором в диапазоне частот от 0,1 до 20 кГц. Программный продукт исключает необходимость использования трехчастотного селективного шумомера. Регистрируя весь спектр шумов, программа позволяет просмотреть и проанализировать изменение амплитуды шума  $A_{ш}$  на любой задаваемой частоте сразу в четырех диапазонах. Кроме этого, сохраняется информация по суммарной  $A_{ш}$  и временному параметру  $T_{ш}$ .

В качестве методического пособия использовалось "Руководство по применению метода акустической шумометрии в промышленной геофизике" Башкирского ГУ (научный руководитель - Р. А. Валиуллин).

Результатом совместной работы стало широкое применение шумометрии при исследованиях скважин ТПП "Лангепаснефтегаз" и "Покачевнефтегаз". Ежемесячный объем работ - 15 - 20 исследований по выделению ЗКЦ.

Основными преимуществами применяемой методики являются одновременная регистрация ФКД и спектра шумов, возможность анализа всего спектра шумов и вывод нескольких частотных интервалов, возможность проведения работ в разных скважинных условиях: в остановленной скважине, на репрессии и на изливе. Регистрация проводится как в непрерывном режиме на скорости 100 - 200 м/ч, так и дискретно, по замерам на точке, с шагом 0,5 - 5 м. Продолжительность замера на точке не превышает 30 - 60 с при определении ЗКЦ и выделении работающих интервалов.

Информационные частотные параметры регистрируются в диапазонах 0,1 - 0,5; 0,5 - 1, 1 - 2, 2 - 5 и 5 - 15 кГц.

Совместные замеры АКЦ-ФКД и данных шумометрии позволяют проследивать динамику изменения состояния контакта цементного камня, проявления остаточных деформаций после снятия на-

грузки. Деформации, определяемые по ФКД, хорошо согласуются с выделяемой зоной ЗКЦ.

Выделение ЗКЦ методом термометрии затруднено глубокой зоной охлаждения пластов закачиваемой водой. Как правило, однозначно определить границу ЗКЦ вверх по термометрии невозможно. При ЗКЦ вниз, в интервалах, близких к перфорации, и при малом зумпфе термометрия задачу также не решает.

После ремонтных работ по ликвидации ЗКЦ прекращение потока не вызывает мгновенного расформирования остаточного теплового поля, термограмма искажена остаточными аномалиями охлаждения в зоне ликвидированной ЗКЦ. Без дополнительных исследований методами шумометрии и АКЦ-ФКД определить качество РИР невозможно.

Акустическая шумометрия, в отличие от термометрии, несет информацию о мгновенном состоянии акустического поля. Изменение характера движения жидкости за колонной мгновенно отражается на акустической информации.

Даже такой прямой метод, как закачка изотопов, при определении ЗКЦ имеет свои ограничения: недостаточность объема меченой жидкости, ограничение по времени жизни изотопов. Сказывается временная инерционность проявления ЗКЦ. После остановки скважины в каналах ЗКЦ образуется тонкодисперсная малоподвижная смесь. При возобновлении закачки первоначально жидкость принимает пласт, и только после его насыщения и достижения некоторого перепада давления жидкость в каналах ЗКЦ приобретает подвижность, и происходит фильтрация в неперфорированные коллекторы. Подобное явление возникает и при создании депрессии.

Однозначно по данным шумометрии решаются следующие задачи.

### 1. Выделение заколонной циркуляции (фильтрации) при закачке

Эта задача решается в работающих нагнетательных скважинах и в скважинах после РИР по ликвидации ранее выделенной ЗКЦ.

Первоначально проводятся фоновые замеры в остановленной на 12 ч скважине стандартным комплексом ГИС и прибором АКТАШ-2П, далее - замеры при закачке от водовода и при изливе после сброса давления закачки. Репрессия в зависимости от давления закачки и приемистости пласта составляет от 50 до 120 атм.

Приемистость пласта в различных скважинах изменяется от 50 до 480 м<sup>3</sup>/сут.

#### 1.1. Точечная шумометрия

При точечной шумометрии с увеличением частоты снижается интенсивность шумов. На низких частотах (0,1 - 0,5 кГц) сказываются шумы от движения жидкости по колонне, обтекания скважинного прибора с образованием турбулентных потоков, особенно при расходах более 120 м<sup>3</sup>/сут. При движении жидкости по нарушениям цементного камня в зависимости от размера каналов каждый интервал спектра проявляется по-разному. Чем меньше зазоры, лучше контакт цементного камня и породы (характерно для глинистых перемычек), тем выше частота шумов. На основании частотных характеристик, определяемых по данным шумометрии, проводится условное разделение заколонных перетоков на заколонную циркуляцию и заколонную фильтрацию.

При заколонной циркуляции на частотах до 2 кГц отражается свободное движение жидкости по зазорам с раскрытостью более 12 микрон. В таких случаях предполагается возможность проведения РИР стандартным методом, с закачкой тампонажных растворов.

Заколонная фильтрация выделяется на частотах от 1 до 5 кГц. Происходит продавка жидкости по более узким зазорам на контакте "цемент-порода" при наличии хорошего контакта "цемент-колонна". При такой характеристике предлагаются РИР с применением специальных клеящих смесей.

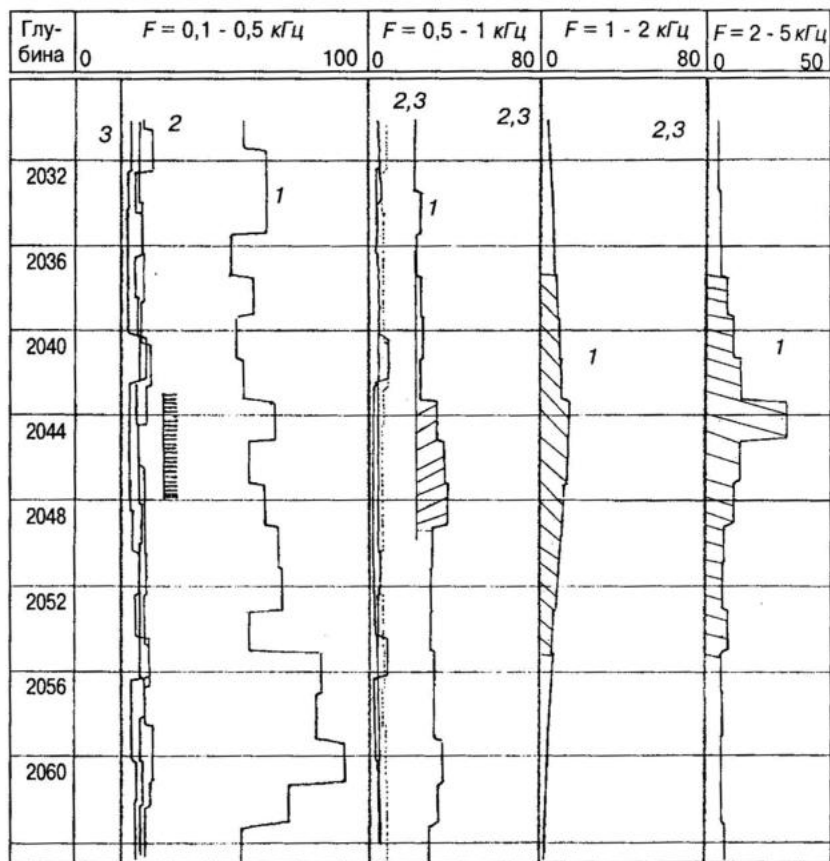
При фильтрации, выделяемой на частотах 5 и более кГц, проведение РИР неэффективно, возможен только подбор режима эксплуатации.

Перфорированные и неперфорированные интервалы пластов-коллекторов в зоне ЗКЦ, выделяемые на частотах 2 - 5 кГц и выше, считаются интервалами поглощения, по которым происходит радиальное движение жидкости.

Однозначным критерием наличия заколонной циркуляции считается повышение амплитуд на частотах до 2 кГц во всем интервале и на частотах от 5 кГц в интервалах неперфорированных пластов и на глинистых перемычках.

По нагнетательным скважинам проведены исследования по выбору режима закачки, обеспечивающего беспереточную эксплуатацию.

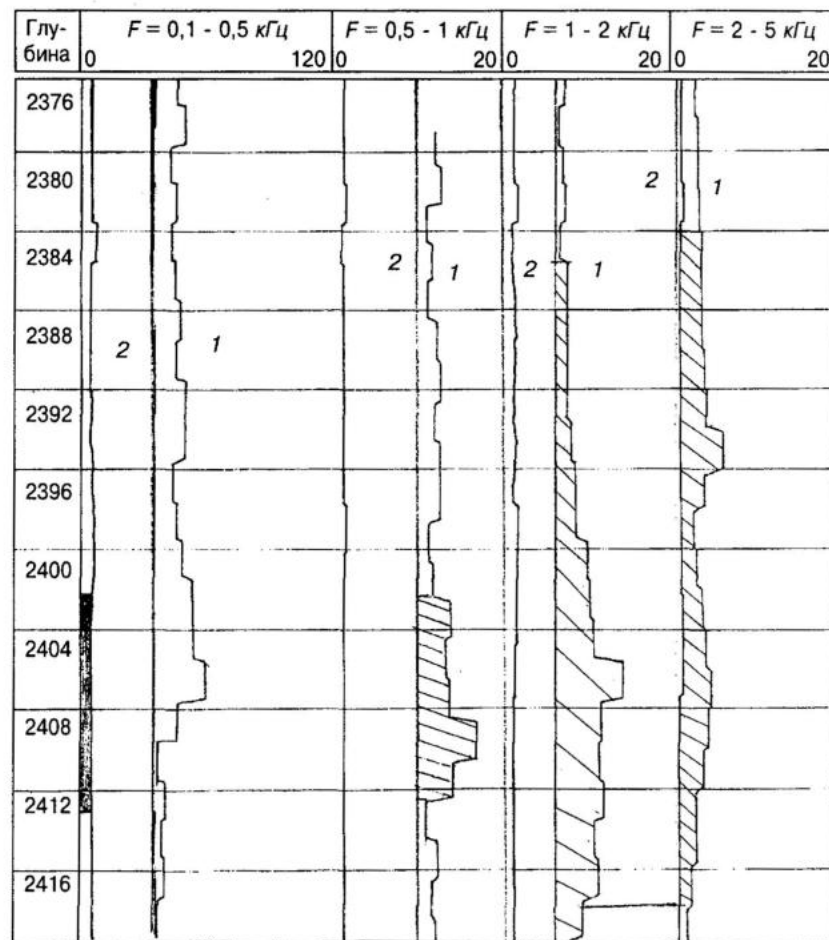
На рис. 1. приведен пример точечной шумометрии по скв. 4941 Нивагальской пл. После ликвидации ЗКЦ замер приемистости и шумометрия проведены при давлениях 80, 100 и 120 атм. Качество РИР хорошее, возможна эксплуатация при 120 атм, приемистость - 350 м<sup>3</sup>/сут.



**Рис. 1.** Пример точечной акустической шумометрии ( $A_{ш}$ ), проведенной после РИР, по скв. 4941 пл. Нивагальской:  
1 - давление закачки 120 атм; 2 - давление закачки 80 атм; 3 - фоновый замер

На рис. 2. приведен пример точечных замеров  $A_{ш}$  по скв. 467 Локосовского месторождения.

Приемистость - 290 м<sup>3</sup>/сут, репрессия - 65 атм.  
Интервал перфорации - 2402 - 2413 м.



**Рис. 2.** Пример выделения ЗКЦ по результатам точечной акустической шумометрии ( $A_{ш}$ ), по скв. 467 месторождения Локосовское:  
1 - давление закачки 80 атм; 2 - фоновый замер

$F = 0,1 - 0,5 \text{ кгц}$  - наблюдается общий рост амплитуды при закачке, уверенно выделяется максимальный интервал приемистости.

$F = 0,5 - 1 \text{ кгц}$  - принимает весь интервал перфорации.

$F = 1 - 2 \text{ кгц}$  - уверенно выделяется ЗКЦ вниз до 2420 м и вверх до 2394 м.

$F = 2 - 5 \text{ кгц}$  - отмечается заколонная фильтрация вверх до глубины 2378 м, максимум - на глинистой перемычке и подошве принимающего пласта, движение жидкости - радиальное.

Непрерывная запись  $A_{ш}$  в частотном диапазоне  $F = 0,5 - 5 \text{ кгц}$  позволила выделить ЗКЦ с вертикальным движением жидкости в интервале 2420 - 2393 м, заколонная фильтрация по малым каналам - до глубины 2376 м.

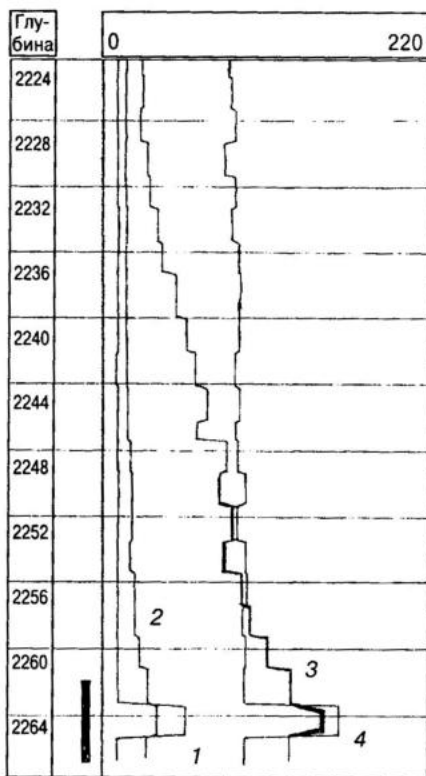
По замерам АКЦ-ФКД деформация цементного камня отмечается в интервале 2394 - 2420 м.

По термометрии выделена ЗКЦ вниз ориентировочно до глубины 2420 м.

По комплексу исследований сделано заключение о наличии заколонной циркуляции вверх до глубины 2393 м.

В скв. 572/225 Локосовского месторождения (рис. 3) интервал перфорации - на глубине 2262 - 2769 м, приемистость -  $480 \text{ м}^3/\text{сут}$  при репрессии 105 атм.

Точечные замеры на частоте  $0,5 - 1 \text{ кгц}$  выделяют ЗКЦ вверх до интервала 2229 м. На всех частотах в диапазоне  $0,1 - 5 \text{ кгц}$  выделяется интервал максимальной приемистости с радиальным движением жидкости по пласту.

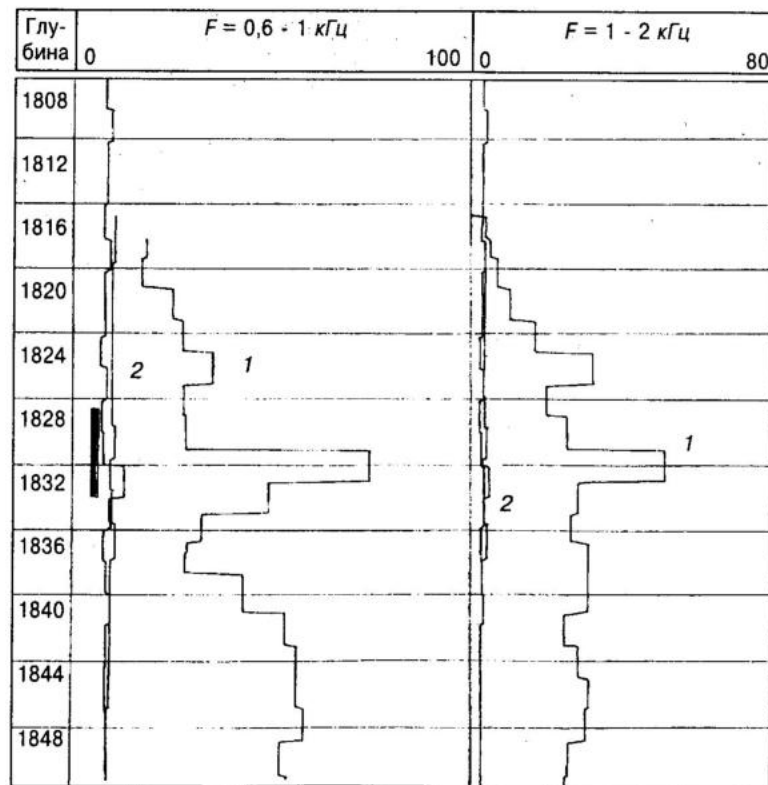


**Рис. 3.** Выделение ЗКЦ по точечным замерам  $A_{ш}$  в процессе закачки в скв. 572 Локосовского месторождения:  
 1 -  $F = (2 - 5) \text{ кгц}$ ; 2 -  $F = (1 - 2) \text{ кгц}$ ;  
 3 -  $F = (0,5 - 1) \text{ кгц}$ ; 4 -  $F = (0,1 - 0,5) \text{ кгц}$

ФКД свидетельствует о незначительной деформации под закачкой с остаточными явлениями на изливе в интервале 2238 - 2262 м.

По рассматриваемому интервалу сделано заключение о наличии ЗКЦ вверх до глубины 2229 м по вертикальным каналам в цементном камне.

В скв. 539 Урьевского месторождения (рис. 4) был проперфорирован интервал 1829 - 1834 м. Приемистость составляла  $440 \text{ м}^3/\text{сут}$ . По точечным и непрерывным замерам на частотах  $0,5 - 1$  и  $1 - 2 \text{ кгц}$  выделяется ЗКЦ вверх до глубины 1820 и вниз до глубины 1852 м и ниже.



**Рис. 4.** Пример выделения ЗКЦ вверх и вниз от интервала перфорации по данным шумометрии в скв. 539 Урьевского месторождения:  
 1 - при давлении закачки 90 атм; 2 - фоновый замер

### 1.2. Непрерывная шумометрия

Непрерывная запись шумометрии проводится на скорости 100 - 200 м/ч. На частотах 0,1 - 0,5 кГц наиболее сильно сказываются шумы от движения прибора. Полезную информацию удается получать на частотах 0,5 - 1, 1 - 2 и 2 - 5 кГц. Наиболее уверенно ЗКЦ выделяется в диапазоне 1 - 2 кГц. Интервалы, выделенные на частотах 2 - 5 кГц, увязываются фильтрационным процессом по тонким каналам цементного камня и промытой глинистой корке; в случае их приуроченности к коллекторам эти интервалы идентифицируются с зонами поглощения с радиальным движением жидкости.

## 2. Эксплуатационные скважины

Исследования в эксплуатационных добывающих скважинах проводятся при их капитальном ремонте. Схема исследований следующая.

1. В остановленной скважине фоновые измерения проводятся стандартным комплексом ГИС и прибором АКТАШ-2П с регистрацией диаграмм АКЦ-ФКД, шумометрии и термометрии. Шумометрия реализуется в режимах непрерывной записи и поточечных измерений.

2. Те же измерения проводятся при работающем компрессоре до прорыва пусковых муфт на репрессии 20 - 40 атм. Запись прибором АКТАШ-2П ведется в непрерывном режиме.

3. После срабатывания пусковых муфт те же исследования повторяются на депрессии 40 - 55 атм. Измеряемый приток обычно составляет от 0,5 до 20 м<sup>3</sup>/сут. При дебитах менее 10 м<sup>3</sup>/сут метод, по нашим данным, менее информативен, а при дебитах 1 м<sup>3</sup>/сут изменения амплитуды шумов выделять не удается.

### 2.1. Точечные измерения

Наибольшая информация по выделению ЗКЦ получена на частотах 0,1 - 0,5 и 0,5 - 1 кГц. На частоте 2 - 5 кГц выделяются интервалы притока в зонах перфорации и фильтрационные процессы на глинистых перемычках.

### 2.2. Непрерывная регистрация

Лучшие результаты получены на частотах 1 - 2 и 2 - 5 кГц. Методика выделения ЗКЦ основана на количественном сравнении амплитуды шумов при фоновом замере и замерах на репрессии при поглощении и на притоке. По разрешающей способности шумометрия в режиме непрерывной записи значительно уступает замерам

на точках, но в ряде случаев позволяет уточнить границу заколонной фильтрации.

В обязательном порядке все замеры методом шумометрии сопровождаются одновременной регистрацией АКЦ-ФКД.

При интерпретации учитываются динамические изменения состояния цементного камня.

Рассмотрим несколько примеров шумометрических исследований.

В скв. 696/23 Нонг-Еганского месторождения (рис. 5) депрессия при компрессировании составляла 40 атм, средний дебит - 14 м<sup>3</sup>/сут,

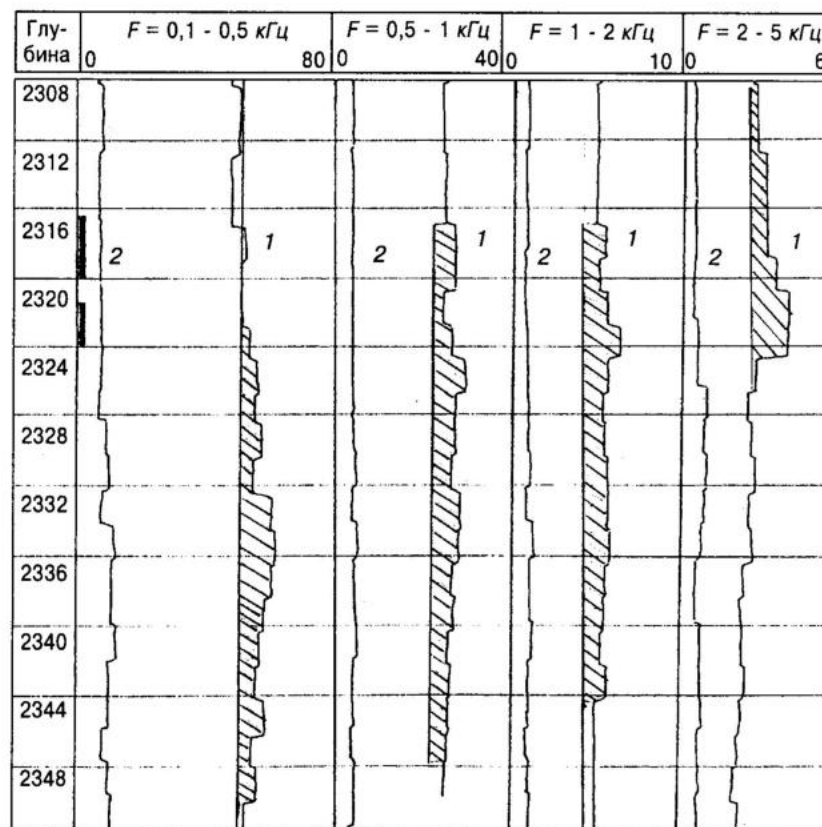


Рис. 5. Пример определения источника обводнения по данным точечной шумометрии по скв. 696 Нонг-Еганского месторождения: 1 - замер на депрессии 40 атм; 2 - фоновый замер

содержание воды - 96%. Исследования проводились с целью определения источника обводнения.

По данным непрерывной шумометрии уверенно выделить ЗКЦ не удалось, отмечается общий рост амплитуды шумов на всех частотах. Измерения на точках проводились с шагом 2 м. На частоте 0,1 - 0,5 кГц в режиме притока выделяется заколонная циркуляция снизу в интервале 2324 - 2350 м. На частоте 0,5 - 1 кГц ЗКЦ выделяется в этом же интервале, дополнительно выделяется приток в зоне перфорации. На частоте 1 - 2 кГц уверенно выделяется интервал перфорации, максимум отмечается в подошве пласта.

На частоте 2 - 5 кГц максимумом отмечается нижний интервал перфорации, дополнительно - слабая фильтрация над кровлей верхнего интервала перфорации против слоистых аргиллитов.

По данным АКЦ-ФКД - слабая деформация и плохое качество сцепления цементного камня и колонны в интервале 2318 - 2350 м.

По результатам исследований сделано заключение, что источником обводнения является заколонный переток снизу в интервале 2324 - 2350 м.

Находящаяся в ремонте добывающая скв. 155/6 Урьевского месторождения (рис. 6) исследовалась комплексом ГИС при компрессировании. Дебит - 20 м<sup>3</sup>/сут, содержание воды - 99%, интервал перфорации - 1850 - 1854 м. По данным термометрии предполагалось наличие ЗКЦ снизу с глубины 1864 м. По данным непрерывной шумометрии на частотах 1 - 2 и 2 - 5 кГц отмечается ЗКЦ сверху с глубины 1837 м и снизу с глубины 1880 м. На частоте 2 - 5 кГц по максимальным значениям можно выделить интервалы притока в зоне ЗКЦ выше и ниже зоны перфорации.

После РИР были проведены повторные замеры методом акустической шумометрии (рис. 7). По их результатам отмечается только интервал поглощения 1846 - 1855 м. Таким образом, шумометрия подтвердила факт ликвидации заколонной циркуляции в результате изоляционных работ.

В скв. 3563 Ю.-Покачевского месторождения (рис. 8) шумометрические исследования были проведены с целью выделения негерметичности колонны. По кривым непрерывной записи  $A_{ш}$  отчетливо выделяется интервал негерметичности 1719 - 1720,8 м. На частотах 2 - 10 кГц выделен интервал поглощения в пределах ЗКЦ 1717 - 1741 м.

### Выводы и рекомендации по проведению исследований методом шумометрии

Соблюдение методики комплексирования методов ГИС, использование возможностей программных комплексов компьютерной обработки материалов позволяют значительно расширить возможности геофизических исследований при контроле за разработкой, в том числе повысить разрешающую способность акустической шумометрии. Рекомендуется выполнять следующие условия:

- регистрацию  $A_{ш}$  проводить совместно с регистрацией АКЦ-ФКД;
- запись  $A_{ш}$  проводить во всем спектре частот (0,1 - 20 кГц) с последующим разделением на частотные интервалы, наиболее информативные для каждого конкретного месторождения и режима исследования;
- измерение  $A_{ш}$  проводить при всех достижимых режимах воздействия на скважину;
- все исследования методом  $A_{ш}$  сопровождать стандартным комплексом ГИС;

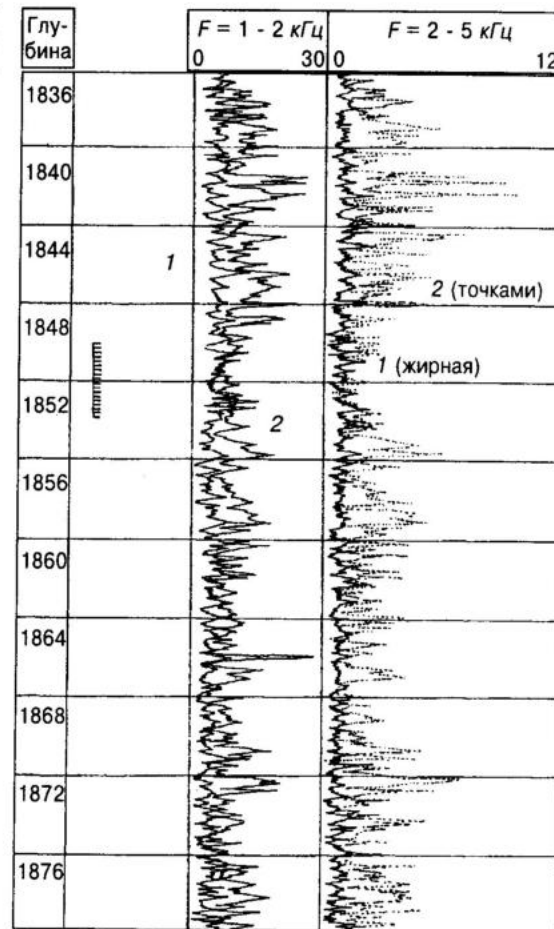
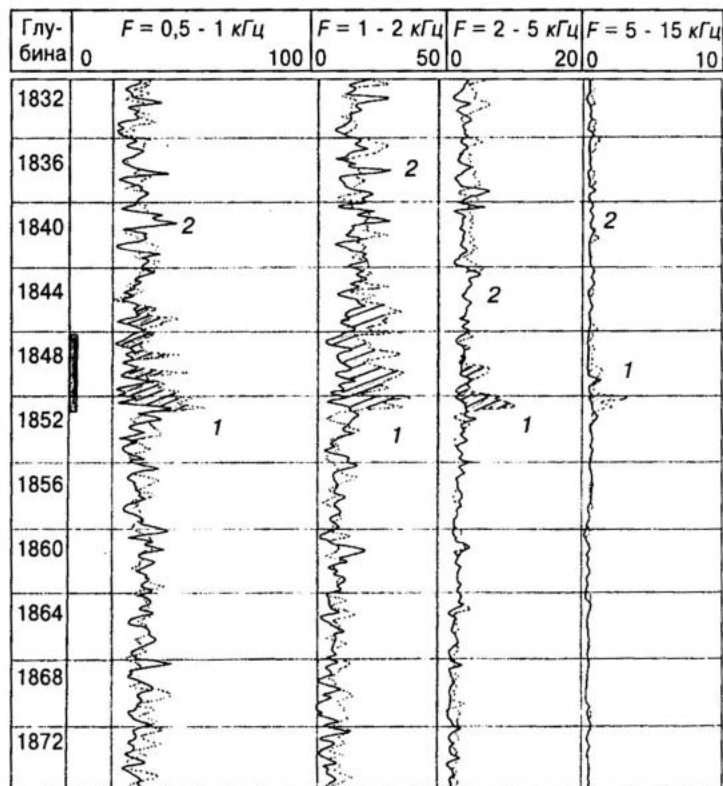


Рис. 6. Диаграммы непрерывной шумометрии, проведенной до РИР, по скв. 155 Урьевского месторождения: 1 - фоновый замер; 2 - замер на депрессии

- обеспечивать достоверность результатов  $A_{ш}$  при выделении ЗКЦ методом закачки жидкости;
- комплексировать поточечный и непрерывный режимы регистрации данных  $A_{ш}$ .

Как показывают результаты промышленного применения  $A_{ш}$  в ООО "Красноярнефтегеофизика" при соблюдении изложенных условий надежно решаются задачи выделения заколонных перетоков и заколонной фильтрации в нагнетательных и частично добываю-

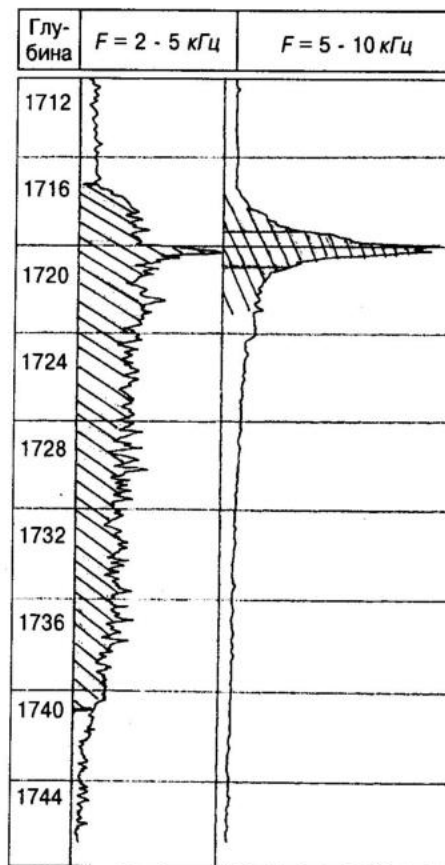


**Рис. 7.** Диаграммы непрерывной шумометрии, проведенной после РИР, по скв. 155 Урьевского месторождения: 1 - замер в процессе закачки; 2 - фоновый замер

щих скважинах; оценки результатов РИР при КРС; подбора режима закачки для создания беспереточной эксплуатации скважины; выбора величины депрессии для получения безводной продукции.

Дальнейшее развитие метода  $A_{ш}$  связано с переходом к определению количественных параметров. Необходимо разработать мето-

дику нормирования амплитуды  $A_{ш}$  величинами расхода или притока жидкости, по деформационным изменениям цементного камня рассчитывать величину зазоров и каналов в цементном камне в зависимости от создаваемой нагрузки. Намечаются исследования по выделению нефтенасыщенных пропластков и промытых пластов по упругоэластичности с применением замеров шумометрии. Использование замеров  $A_{ш}$  для выделения слабо принимающих негерметичностей колонны возможно и сейчас, планируется разработка методики выделения негерметичности колонны через НКТ в нагнетательных скважинах. Возможность выделения фильтрующих интервалов пласта по данным шумометрии позволит комплексировать метод и с перфорацией для определения качества вскрытия продуктивного пласта. Результаты проведенных работ дают веские основания для включения шумометрии в стандартный комплекс исследований при контроле за разработкой.



**Рис. 8.** Выделение негерметичности эксплуатационной колонны и зоны поглощения в интервале ЗКЦ в скв. 3563 Ю.-Покачевского месторождения

М. П. Пасечник, Н. П. Ибряев  
ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика"

### АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПГИ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

За 1998 - 1999 гг. в ОАО зафиксированы несколько осложнений и аварий при производстве ПГИ.

Основной причиной аварий и осложнений является низкое качество подготовки скважины заказчиками. Так, при проведении исследований через НКТ прихваты и обрывы приборов происходят, в основном, из-за отсутствия воронок на нижней трубе или их несоответствия техническим требованиям.

При работе в открытом стволе большое значение имеют соблюдение технологии проработки скважины и жесткий контроль времени между проработками. Как правило, технология проработки ствола нарушается. С целью предотвращения прихватов скважинных приборов необходимо через каждые 10 - 12 ч исследований проводить проработку скважины с выравниванием параметров ПЖ.

При прихвате скважинного прибора он извлекается талевым блоком буровой лебедки с помощью петли из геофизического кабеля.

Петля изготавливается из куска кабеля, на каждом конце которого расплетается 6 - 8 м верхней брони.

Распущенные проволоки верхней брони вновь заплетаются на кабеле таким образом, что кусок кабеля образует петлю. Эта петля накидывается на крюк талевого блока, и в процессе его подъема постепенно увеличивается натяжение кабеля. Применение этого способа позволяет в 80% случаев освободить прихваченный прибор без обрыва кабеля. (Известен способ, при котором петля целиком изготавливается из проволок верхнего повива. Постепенно наращивая количество проволок в петле, можно дозировать максимальное натяжение кабеля, превышение которого приводит к обрыву проволок петли. Расхаживание кабеля с помощью такой петли позволяет предотвратить вырыв кабеля из его заделки в кабельном наконечнике или его обрыв по телу. - Прим. редактора.)

При ликвидации прихвата с помощью каротажного подъемника часто происходит обрыв кабеля на подвесном или оттяжном ролике.

При свабировании скважиц нередко происходит обрыв сваба. Если на конце НКТ нет специального страховочного устройства (муфты уменьшенного диаметра и т. п.), то вся сборка уходит на забой, что усложняет ловильные работы. Одним из страховочных устройств является якорь (разработка ОАО "Сибнефть-ННГГФ"), устанавливаемый в нижней части НКТ (якорь одновременно можно использовать для установки контейнера с автономным прибором). При обрыве сваба останавливается на якоре, и его извлечение с помощью специальных ловителей не занимает много времени. Якорь устанавливается и снимается персоналом геофизической партии, проводящей свабирование.

При ПВР перфораторами ПМИ-48 часто возникают прихваты из-за заклинивания отстрелянных корпусов в случае их раздутия, причиной которого является нарушение заводом технологии их изготовления. Для профилактики этого вида осложнений производятся контрольные отстрелы по каждой партии перфораторов.

При использовании сверлящих перфораторов ПС-112 особое внимание следует уделять качеству сверл. При заклинке некачественного сверла в колонне и последующем расхаживании прибора оно не разрушается, а лишь деформируется, что ведет к прихвату прибора.

Типичными для ОАО "Сибнефть-ННГГФ" авариями и осложнениями при производстве ПГИ являются обрывы скважинных приборов, свабов, кабеля, заклинки сверлящих перфораторов ПС-112, прихваты корпусных перфораторов.

В анализируемый период аварии и осложнения ликвидировались традиционными способами, без существенных материальных затрат.

#### Послесловие "Каротажника"

Вопросы аварийности при производстве промышленно-геофизических исследований и работ, к нашему глубокому сожалению, не находят должного отражения на страницах "Каротажника".

Профилактика и ликвидация аварий и осложнений при ПГИ - это многоаспектная проблема, вбирающая в себя такие вопросы, как качественная подготовка скважин к производству ГИРС с учетом специфических геолого-тех-

нологических условий; состояние нормативной базы; анализ аварийности при производстве ГИРС в регионах; комплексная система профилактики аварий и осложнений; технологии, методики, способы и технические средства, применяемые для ликвидации аварий и осложнений различного вида; вопросы профилактики и ликвидации аварий и осложнений при исследовании сильнонаклонных и горизонтальных скважин; правовые аспекты проблемы и т. д.

В большинстве промыслово-геофизических предприятий накоплен многолетний, иногда уникальный практический опыт по этой проблеме, заслуживающий распространения.

Редсовет "Картажника" обращается к главным инженерам, специалистам технических служб организаций ГИС с приглашением поделиться опытом профилактики и ликвидации аварий и осложнений при производстве ГИРС на страницах нашего вестника.

Рубрика вестника "Производственный опыт" - к вашим услугам!



ам,  
за кордоном



Б. Е. Лухминский  
МГГА

## НОВЫЕ ЯДЕРНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ КАРОТАЖА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (ОБЗОР ЗАРУБЕЖНЫХ РАЗРАБОТОК)

Система нового поколения

для каротажа эксплуатационных горизонтальных скважин  
(A New Production Logging Service for Multiphase Horizontal Wells,  
D. Chase, D. Trcka, D. Georgi, O. Bousche, A. van der Spek, H. Al Nasser  
SPWLA-39, H1 - H9)

Известно, что скважинные измерители потока флюида (расходомеры) вертушечного типа измеряют трехфазные потоки (вода-нефть-газ) с большими погрешностями. Особенно плохо дело обстоит в горизонтальных скважинах - невозможно установить вертушку (пропеллер) достаточно большого диаметра из-за меняющегося сечения горизонтальной части ствола, трехфазный флюид расслаивается, причем фазы движутся с различными скоростями. Помимо этого, существуют несколько режимов течения в зависимости от расхода (псевдоламинарный-sledge, смешанный - с пузырьками газа, псевдотурбулентный (хотя сами эти термины не названы!)). Проведены испытания новой системы, состоящей из генератора нейтронов и термобарорасходомера нового типа. Генератор PNH (Pulsed Neutron Holdup Imager) представляет собой один из генераторов Western Atlas последних выпусков, предназначенных для О-каротажа, С/О-каротажа или СИГМА-каротажа. Последние сокращенные термины означают кислородный каротаж активацией быстрыми нейтронами, спектральную регистрацию неупругого рассеяния нейтронов и определение времени жизни тепловых нейтронов. Каждый из этих режимов может быть реализован одним генератором нейтронов нового поколения. Для этого прибор должен быть отградуирован для определения содержания воды и газа в трехфазном потоке.

Комплексный расходомер MCFM<sup>SM</sup> (Multicapacitance Flowmeter), помимо датчиков давления, температуры, вертушечного расходомера, возможного наличия датчиков ориентации и зонда АК, содержит раскрывающуюся систему емкостных датчиков. Рычажная система способна раскрываться до диаметра 225 мм. Датчики располагают-

ся на 4 различных радиусах от оси прибора, что составляет 8 уровней измерений в горизонтальном стволе. 2 верхних и 2 нижних уровня имеют по 4 емкостных датчика. Измерение импеданса (комплексного сопротивления) между любыми парами датчиков на разных частотах позволяет определить диэлектрическую проницаемость и проводимость среды (пропорциональную содержанию воды и ее минерализации). Кроме того, такая система из 20 датчиков позволяет определить размеры неоднородностей (газовых пузырей), их среднее число, режим течения и расслоения флюида в горизонтальном (или сильнонаклонном) стволе. Датчики температуры и давления позволяют внести необходимые поправки, чтобы перевести эти измерения на количественный уровень. Все это в сочетании с записью акустических шумов позволяет оценить псевдоламинарный поток (спектр шумов - 0 - 25 Гц) и выявить зоны притока газа и образования трехфазного потока (спектр - до 10 кГц). Оценка режимов течения флюида возможна также посредством статистической обработки временных рядов наблюдений - быстрого Фурье-анализа записей и выделения информативных областей частотного спектра.

Система подвергнута серии детальных калибровочных измерений на метрологической установке в Хьюстоне и, в особенности, на установке фирмы Шелл в Рийсвийке (Голландия). Последняя является уникальной, поскольку позволяет моделировать переменные параметры трехфазного потока при изменении углов наклона петли (от -2° до +10°). Газовый фактор менялся от 0 до 1, содержание воды в нефти - от 0 до 1, плотность воды - 1,14 г/см<sup>3</sup>, плотность нефти - 0,835 г/см<sup>3</sup>, расход флюида - от 330 до 970 м<sup>3</sup>/сут, давление в системе - 0,12 МПа, диаметр - 152,4 мм.

На установке была проведена серия измерений, которая надежно установила, что трехфазный поток не является псевдоламинарным (в последнем поперечный профиль скоростей является параболическим (пуазейлевским)). Профиль скоростей является весьма сложным, причем наименее вязкая (газовая) фаза движется существенно быстрее, поэтому говорят о фазовой скорости компонентов флюида в трубе. Таким образом, показания обычного расходомера в трехфазном горизонтальном потоке невозможно отнести к какой-либо конкретной фазе.

На установке, помимо общепринятого набора измерений, выполнены измерения взаимных корреляционных функций параметров потока в разных режимах. Спектральный анализ результатов этих

измерений позволяет составить **своеобразный каталог спектров различных режимов течения**. Этот каталог позволит, в принципе, решить обратную задачу - по скважинным измерениям определить режим течения, а после этого правильно оценить его параметры. Обработка результатов модельных измерений показала, что их можно аппроксимировать гладкими зависимостями с приемлемой погрешностью. Некоторые режимы (например, скорость  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) аппроксимируются плохо (дают более чем 20-процентные погрешности).

Приведены результаты скважинных измерений в горизонтальном стволе, имеющем 7 интервалов перфорации. Скважина вскрыла карбонатный трещиноватый коллектор. Результаты измерений генератором нейтронов в режиме кислородной активации (приток воды) сопоставлены с совокупностью всех остальных наблюдений трехфазного потока. Показано, что некоторые перфорированные зоны не работают. Даны рекомендации об изоляции мест притока вод, чтобы снизить обводненность продукции.

Аналогичный комплекс измерений с прибором был проведен в терригенном разрезе. Скважина с извилистой, почти горизонтальной траекторией вскрыла пачку из трех тонких пластов песчаника два раза (сверху вниз и затем снизу вверх). Такая технология проводки горизонтальных стволов применяется для повышения дебита дорогостоящих скважин (например, на морских платформах). Горизонтальная обсадка была проперфорирована в 6 интервалах, однако обводненность продукции почти сразу достигла 80%. Указанный комплекс с кислородным и СИГМА-каротажом был проведен, чтобы локализовать, а затем изолировать **ошибочные интервалы перфорации** (следует заметить, что при малых углах встречи скважины и пласта и ее сложной траектории существует большая проблема привязки интервалов перфорации). Приведены результаты интерпретации и последующих ремонтных работ (установка пакеров, изоляция интервалов, повторная перфорация).

#### Прибор для оценки газового фактора потока флюида в скважине

(Gas holdup tool applications in production logging, G. Frisch, M. Waid, C. Cassler, W. Madigan, SPWLA-39 11 - 114).

Специалисты компании Halliburton Energy Services спроектировали и построили прибор **Gas Holdup Tool (GHT™)** длиной 90 см и

диаметром 42 мм для каротажа эксплуатационных скважин (в том числе горизонтальных) через насосно-компрессорные трубы. Прибор использует геометрию однократно рассеянного гамма-излучения (источник и детектор (NaI(Tl)) разделены экраном). Чтобы снизить влияние мешающих внешних факторов (переменный состав породы, особенности конструкции скважины), выбран источник мягкого гамма-излучения Co-57 (период полураспада - 208 дней, энергетические линии - 121, 137 кэВ). Отмечено, что гамма-плотномеры скважинных флюидов предшествовавших поколений использовали просветную геометрию (геометрию прямого пролета гамма-излучения) и более жесткий источник (например, Cs-137). Считается, что геометрия однократного рассеяния (в отличие от просветной геометрии) более полно интегрирует поток флюида по всему сечению скважины, что особенно важно при измерениях в горизонтальном стволе. Прибор предназначен только для измерений двухфазных потоков (нефть-газ), где с учетом поправок на температуру и давление обеспечиваются порог чувствительности 1% и погрешность измерения 3% (по-видимому, относительную). Подчеркнуто, что при измерениях в горизонтальном стволе должны учитываться особенности конструкции (например, наличие гравийных фильтров с экранами). Фильтры, содержащие крупный гравий и многослойные сетки-экраны, устанавливаются в скважинах, пересекающих слабосцементированные песчаные коллекторы, чтобы предотвратить забивку скважины мелкозернистой фракцией и последующее снижение дебита. Внутренний диаметр экрана (113 мм) обеспечивает беспрепятственный эксплуатационный каротаж. (Заметим, что контроль состояния фильтра часто становится отдельной задачей эксплуатационного каротажа).

Особенностью данной разработки является большой объем компьютерного моделирования методом Монте-Карло. Геометрия задачи включала 7 - 8 цилиндрических границ раздела (порода, обсадка, экран, заполнение скважины, корпус прибора и некоторые детали его конструкции, включая источник и кристалл) и несколько плоских границ (кристалл, вольфрамовую защиту, источник и т. д.). Никаких деталей расчетных процедур не приведено, однако можно предположить, что для расчетов использована одна из версий программы **MCNP** Лос-Аламосской национальной лаборатории. (Референту известно, что эта программа давно и весьма интенсивно используется по заказу всех крупных геофизических компаний для опти-

мизационных расчетов новой ядерной каротажной аппаратуры). В качестве результата расчета приведен практически линейный градуировочный график зависимости показаний прибора от газового фактора (который меняется от 0 до 1), причем показания не зависят от насыщения гравийного фильтра (вода, газ или смесь). Таким образом, поставленная цель считается достигнутой, и показания прибора зависят только от скважинного флюида. Приведены сопоставительные измерения в вертикальном стволе в сравнении со стандартной термобарорасходометрией. Далее представлены измерения в горизонтальном стволе, где стандартный прибор обнаруживает зависимость показаний от положения в стволе, а предложенный прибор показывает заявленную независимость. Показано также, что прибор может служить для диагностики двухфазных нефтеводяных потоков (в отсутствие газа!).

### Кислородный каротаж

в эксплуатационных скважинах сложной конструкции

(D. M. Chase, H.-C. Freitag, D. E. Trcka, R. W. Mayer, A. F. Sufi,

Monitoring Annular Water Flow in Dual Casing String Completions Using Continuous Oxygen Activation Logging SPWLA-39, J1 - J10.)

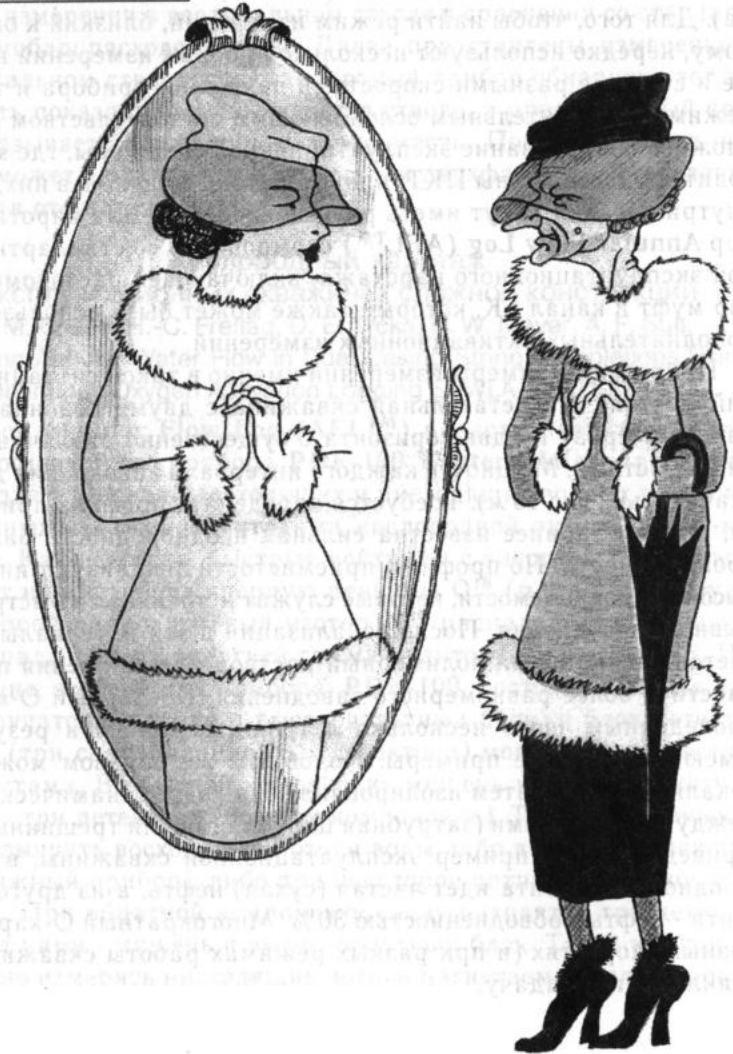
Прибор **Annular Flow Log (AFL™)** представляет собой модификацию известного прибора **PDK-100 Western Atlas**, предназначенную для измерений восходящих и нисходящих водных потоков в обсаженных скважинах методами кислородной активации (О-каротажа). Как известно, быстрые нейтроны с энергией 14 МэВ возбуждают на кислороде ядерную реакцию  $O^{16}(n, p)N^{16}$ , в результате которой радиоактивный изотоп  $N^{16}$  распадается с периодом полураспада 7,13 с и энергией гамма-квантов 6,13 и 7,12 МэВ. Использована особенность прибора **PDK-100**, состоящая в том, что блок излучателя (трубка и высоковольтный блок) и блок детектирования (три сцинтилляционных детектора) могут быть переставлены местами. В обычной компоновке мишень находится внизу, а над ней - три детектора (прямая компоновка). Такой компоновкой можно измерять восходящие потоки воды либо в точечном режиме (неподвижный прибор), либо при некоторой оптимальной скорости подъема. При обратной компоновке снизу находятся три детектора, и над ними - мишень и высоковольтный блок. Такой компоновкой можно измерять нисходящие потоки нагнетаемой воды (профи-

ли приемистости), причем измерения проводят либо точно, либо при некоторой оптимальной скорости подъема VI. Определение скорости движения водного потока **V** в трубах и многотрубных конструкциях является наиболее сложной задачей О-каротажа, поэтому для регистрации используются многодетекторные комбинации. Наиболее сложными для регистрации посредством О-каротажа являются медленные потоки (0,5 - 1 м/мин независимо от расхода). Для того, чтобы найти режим измерений, близкий к оптимальному, нередко используют несколько пробных измерений на подъеме и спуске с разными скоростями движения прибора и точечный режим. Дополнительным осложняющим обстоятельством является сложное оборудование эксплуатационной скважины, где могут находиться две колонны НКТ, причем потоки флюидов в них, а также внутри обсадки могут иметь разные скорости. Для каротажа прибор **Annular Flow Log (AFL™)** сконструирован со стандартной сборной эксплуатационного каротажа, включающей расходомер, локалатор муфт и канал ГК, который также может быть использован для дополнительных активационных измерений.

Приведены примеры измерений именно в такой ситуации (Средний Восток). Нагнетательная скважина с двумя колоннами НКТ работает сразу на два горизонта с существенно различными проницаемостями. Мощность каждого интервала заводнения довольно значительна (до 10 м). Требуется определить профиль приемистости, причем заранее известна сильная неоднородность разреза по проницаемости. По профилю приемистости локализуют интервалы высокой проницаемости, которые служат источниками быстрого прорывного заводнения. После локализации в эти интервалы закачивается специальный полимерный раствор для снижения проницаемости и более равномерного заводнения. Повторный О-каротаж, проведенный через несколько лет, подтвердил эти результаты. Имеются и другие примеры. Подобным же образом может быть локализована, а затем изолирована зона гидродинамической связи между коллекторами (затрубная циркуляция или трещинные зоны). Приведен также пример эксплуатационной скважины, в которой из одного горизонта идет чистая (сухая) нефть, а из другого горизонта - нефть с обводненностью 30%. Многократный О-каротаж на разных скоростях (и при разных режимах работы скважины) позволил решить задачу.



качество?  
Качество!



## РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДЛЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ АТТЕСТАЦИИ И СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ БЛОКОВ ДЕТЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

Современные блоки детектирования представляют собой сложные измерительные устройства, предназначенные для выработки нормированного сигнала, обеспечивающего передачу измерительной информации радиометрическим и спектрометрическим приборам и одноканальным и многоканальным информационно-измерительным системам о физических величинах, характеризующих источники ионизирующих излучений, их поля и результаты взаимодействия ионизирующих излучений со средой.

Выпускаемые в настоящее время блоки детектирования соответствуют современному научно-техническому уровню, по своим параметрам и техническим характеристикам не уступают зарубежным аналогам и обеспечивают возможность передачи информации аппаратуре, спроектированной на современной элементной базе, с необходимой точностью.

Блоки детектирования, используемые в скважинной ядерно-геофизической аппаратуре, работают в экстремальных условиях, подвергаясь воздействию различных внешних факторов (вибрации, удары, повышенная влажность, изменения температуры в широких пределах, неконтролируемые изменения питающего напряжения). В связи с этим блоки детектирования, разработанные для лабораторных исследований, часто оказывались неработоспособными в скважинных приборах.

Специально для приборов РК блоки детектирования (фотоумножители, сцинтилляционные детекторы, сцинтиллы, нейтронные счетчики) должны удовлетворять целому ряду специальных требований, не нашедших отражения в общих стандартах, определяющих параметры, основные технические требования и методы контроля и испытаний этих блоков. Стандарты на сцинтиллы вообще отсутствуют.

В последние годы из-за резкого падения потребления было прекращено производство многих блоков детектирования (термостойкие фотоумножители, нейтронные газоразрядные счетчики), что привело к утрате технологий и средств их изготовления и испытаний. При восстановлении малосерийного производства блоков детектирования одновременно необходимо решать проблемы их соответствия специальным требованиям. В настоящее время восстановлено мало-серийное производство фотоумножителей ФЭУ-102 и ФЭУ-74А, счетчиков медленных нейтронов СНМ-18, СНМ-56, СНМ-67, однако отсутствует система их сертификации. Основной целью разработки отраслевых стандартов явилось установление параметров, характеристик, технических требований, являющихся существенными и определяющими для блоков детектирования, используемых в скважинных приборах радиоактивного каротажа.

При разработке проектов стандартов за основу принимались соответствующие стандарты для блоков детектирования общего назначения. При формулировании специальных требований использовались технические условия на блоки детектирования, разработанные специально для скважинной ядерно-геофизической аппаратуры. При этом учитывались требования, сформулированные и полученные при их эксплуатации в производственных условиях.

Разработаны проекты стандартов на

- счетчики медленных нейтронов;
- фотоумножители для блоков детектирования гамма-излучения;
- сцинтилляционные детекторы;
- сцинтиллы.

Проекты стандартов содержат основные параметры, технические характеристики, технические требования, методы контроля и испытаний.

Разработанные стандарты устанавливают параметры, характеристики и свойства, которые могут быть выбраны заявителем и потребителем для сертификации конкретных типов блоков детектирования. Эти стандарты могут быть использованы для разработки стандартов предприятий, объединений и других субъектов хозяйственной деятельности на аппаратуру нейтронного и гамма-каротажа или применяться непосредственно при изготовлении и испытаниях.

Положения этих стандартов будут служить нормативной базой для осуществления метрологической аттестации и сертификационных измерений блоков.

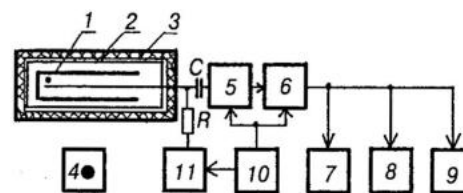
Для обеспечения технической базы измерений и сертификации блоков детектирования во ВНИИгеосистем была поставлена задача разработки и создания измерительных средств и стендов для измерения характеристик блоков детектирования. Испытаниям и сертификации на этих стендах должны подвергаться счетчики медленных нейтронов, фотоумножители, сцинтилляционные детекторы, сцинтилляционные блоки детектирования (сцинтиллы) для регистрации гамма-излучения.

Разработаны два стенда. На одном из них будут проводиться испытания всех нейтронных счетчиков (коронных, пропорциональных, многосекционных), на другом - испытания фотоумножителей, сцинтилляционных детекторов и сцинтиллов.

#### Стенд для испытаний нейтронных счетчиков

Стенд (рис. 1) состоит из блока излучателя тепловых нейтронов, контейнера для счетчиков, источника высокого напряжения, блока усилителей, блока измерительной аппаратуры, нагревательной установки. Разработано и изготовлено нестандартное оборудование для комплектации стенда: блок излучателя тепловых нейтронов, нагре-

вательная установка, блок усилителей, устройство сканирования для измерения чувствительности. Устройство сканирования позволяет измерять распределение чувствительности по длине нейтронных счетчиков, в том числе многосекционных (рис. 2), включает в себя неподвижно закрепленные над блоком излучателя цилиндрический кадмиевый экран с кольцевым щелевым коллиматором и плоский щелевой коллиматор из защитных блоков нейтроностопы  $C_3$ . Размеры щелей коллиматоров можно регулировать, обеспечивая узконап-

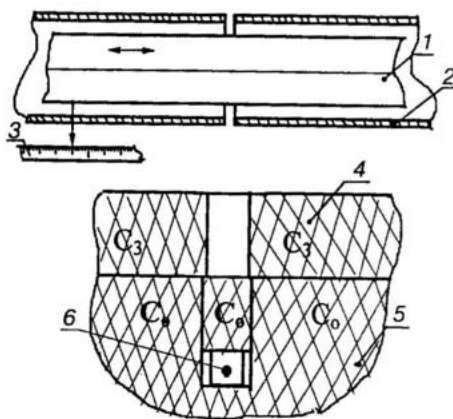


**Рис. 1.** Структурная схема стенда для измерений характеристик нейтронных счетчиков:

1 - нейтронный источник; 2 - контейнер счетчика; 3 - нагревательная установка; 4 - блок излучателя тепловых нейтронов; 5 - зарядочувствительный или токовый преобразователь; 6 - усилитель-формирователь; 7 - осциллограф; 8 - амплитудный анализатор; 9 - пересчетное устройство; 10 - источник низкого напряжения; 11 - источник высокого напряжения; R - нагрузочный резистор; C - разделительный конденсатор

равленный пучок нейтронов. Подвижная платформа с закрепленным на ней счетчиком может перемещаться асимметрично внутри кадмиевого экрана с отсчетом этого перемещения. Нагревательная установка позволяет разместить нейтронные счетчики диаметром до 60 мм и длиной до 1050 мм и проводить измерения при температуре до 300 °С.

На стенде измерены характеристики счетчиков СНМ-12, СИ-13Н, СНМ-16, СНМ-17, СНМ-18, СНМ-56, СНМ-67, СНМ-68, СНМ-70, СНМ-71, СНМ-72, СНМ-73, СНМ-76, СНМ-77, СНМ-78. Проведены также испытания четырехсекционного счетчика и пропорционального счетчика прямоугольного сечения (СНМ-75). При этом измерялись следующие характеристики: напряжение зажигания коронного разряда, счетная характеристика, амплитуда импульса коронного счетчика, рабочее напряжение счетчика, заряд в импульсе пропорционального счетчика, собственный фон, амплитудное распределение импульсов пропорционального и коронного счетчиков, амплитудное разрешение пика тепловых нейтронов пропорционального счетчика, относительная чувствительность, форма и длительность импульсов, уровень шумов коронного разряда, а также изменение чувствительности счетчика по длине и взаимовлияние секций многосекционных счетчиков. Измерение производилось сначала в нормальных условиях, а затем в процессе нагрева до предельных рабочих температур (кроме двух последних характеристик). Была показана возможность исследования характеристик счетчиков рентгеновского излучения при помощи измерительного тракта стенда. Исследованы характеристики рентгенов-



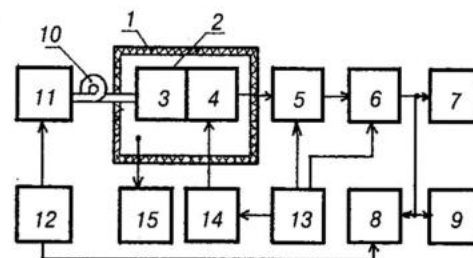
**Рис. 2.** Схема установки для определения чувствительности по длине счетчика сканированием узконаправленным пучком тепловых нейтронов: 1 - счетчик тепловых нейтронов; 2 - кадмиевый экран с кольцевой щелью; 3 - устройство отсчета перемещения счетчика; 4 - плоский щелевой коллиматор (нейтроностоп  $C_3$ ); 5 - блок излучателя тепловых нейтронов; 6 - Pu-Be источник

ских счетчиков СИ11Р-3, СРМ-19, СРМ-20. В качестве источника рентгеновского излучения использовался изотоп Am-241 (E - 26 и 59 кэВ) из набора образцовых источников ОСГИ.

### Стенд для испытаний фотоумножителей, сцинтилляционных детекторов и сцинтиблоков

Испытание каждого из этих блоков имеет свои особенности, в связи с чем разработаны три структурные схемы (рис. 3, 4, 5). Общими блоками для них являются комплекс измерительной аппаратуры, блок усилителей с источником питания, источник высокого напряжения. Схемы отличаются наличием или отсутствием нагревательной установки, источника светового сигнала, источника гамма-излучения.

Использование сцинтилляционного детектора в качестве источника светового сигнала для фотоумножителя имеет ряд недостатков - сцинтилляторы существенно отличаются друг от друга световыходом и амплитудным разрешением. Собственное амплитудное разрешение сцинтиллятора, как правило, сравнимо или больше разрешения ФЭУ, поэтому оно оказывает решающее влияние на измерения



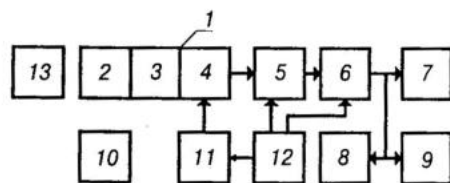
**Рис. 3.** Структурная схема стенда для измерения характеристик фотоумножителей:

1 - нагревательная установка; 2 - светонепроницаемая камера; 3 - фотоумножитель; 4 - делитель; 5 - токовый предусилитель; 6 - усилитель-формирователь; 7 - амплитудный анализатор; 8 - осциллограф; 9 - пересчетный прибор; 10 - оптический световод; 11 - светодиод; 12 - генератор стандартных импульсов; 13 - источник низкого напряжения; 14 - источник высокого напряжения; 15 - измеритель температуры

амплитудного разрешения фотоумножителя. Световыход и собственное разрешение сцинтилляционного детектора существенно зависят от температуры окружающей среды, поэтому при измерении собственного разрешения фотоумножителя, а также при оценке влияния температуры на анодную чувствительность, энергетический эквивалент шумов и собственное разрешение ФЭУ был использован светодиод АЛ102В. Импульсное питание светодиода и регулирование интенсивности светового сигнала осуществляются генератором стан-

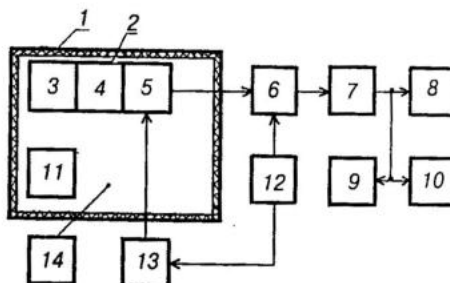
дартных импульсов Г5-54. Светодиод находится вне нагревательной установки и не подвергается воздействию температуры. Световые импульсы от него передаются на фотокатод фотоумножителя при помощи волоконно-оптического жгута из кварцевых жил световодов длиной 70 см. Измерения показали, что собственное разрешение системы "генератор - светодиод - волоконно-оптический световод" составляет не более 0,7%, при этом погрешность в определении собственного разрешения ФЭУ составляет не более 5%. Дополнительные исследования показали, что воздействие температуры до 250 °С на волоконно-оптический жгут световодов практически не изменяет прозрачности и светопропускания, не увеличивает дисперсию.

При измерениях световых выходов сцинтилляционного детектора его световой выход сравнивается со световым выходом стандартного образца. При этом диаметры стандартного образца и испытуемого детектора должны отличаться не более, чем на 20%. В качестве образцовых детекторов используются стандартные образцы 3-го разряда ГСО2419-82, изготовленные и аттестованные в НТК "Институт монокристаллов" НАН Украины.



**Рис. 4.** Структурная схема стенда для измерения характеристик сцинтилляционных детекторов:

1 - светонепроницаемая камера; 2 - сцинтилляционный детектор; 3 - фотоумножитель; 4 - делитель; 5 - токовый предусилитель; 6 - усилитель-формирователь; 7 - осциллограф; 8 - амплитудный анализатор; 9 - пересчетный прибор; 10 - источник гамма-излучения; 11 - источник высокого напряжения; 12 - источник низкого напряжения; 13 - набор аттестованных образцов сцинтилляционных детекторов



**Рис. 5.** Структурная схема для измерения характеристик сцинтиблочков:

1 - нагревательная установка; 2 - сцинтиблочок; 3 - сцинтилляционный детектор; 4 - фотоумножитель; 5 - делитель; 6 - токовый предусилитель; 7 - усилитель-формирователь; 8 - осциллограф; 9 - амплитудный анализатор; 10 - пересчетный прибор; 11 - источник гамма-излучения; 12 - источник низкого напряжения; 13 - источник высокого напряжения; 14 - измеритель температуры

При измерениях световых выходов и разрешения сцинтилляционных детекторов используются фотоумножители хорошего спектрметрического качества - ФЭУ-85А и ФЭУ-184.

На стенде проведены испытания фотоумножителей ФЭУ-102, ФЭУ-74А, ФЭУ-158, ФЭУ-151, ФЭУ-78Б, ФЭУ-184, ФЭУ-125, ФЭУ-60, ФЭУ-67, "Уренгой-1" и "Уренгой-2", сцинтилляционных детекторов на основе монокристаллов и полисицинов NaI(Tl), CsI(Tl), CsI(Na), BGO, CWO с размерами от Ø 10 × 10 до 50 × 250 мм и сцинтиблочков с детекторами NaI(Tl) и CsI(Na) размерами 26 × 70, 50 × 150 и 50 × 250 мм.

При испытаниях фотоумножителей измерялись собственное разрешение, энергетический эквивалент собственных шумов, световая анодная чувствительность, энергетическое разрешение, а также их зависимость от температуры.

При испытаниях сцинтилляционных детекторов измерялись световой выход и амплитудное разрешение.

При испытаниях сцинтиблочков измерялись энергетический эквивалент собственных шумов, амплитудное разрешение, плато счетной характеристики, амплитуда сигнала и рабочее напряжение питания, а также их зависимость от температуры.

### Выводы

Разработанные отраслевые стандарты на блоки детектирования для скважинной ядерно-геофизической аппаратуры и стенды позволяют проводить метрологическую аттестацию и сертификационные измерения всех упомянутых выше счетчиков нейтронов, сцинтилляционных детекторов, фотоумножителей и сцинтиблочков.

Информация  
из Евро-Азиатского геофизического общества

### МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ АТТЕСТАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ БЛОКОВ ДЕТЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

Центральным сертификационным органом ЕАГО выполнена аккредитация лаборатории блоков детектирования ионизирующих излучений "Детектор", созданной совместно ГНЦ ВНИИгеосистем и Институтом метрологии РАЕН, в качестве лаборатории по сертификационным испытаниям и метрологической аттестации счетчиков и блоков детектирования для ядерно-геофизической аппаратуры.

Сертификация и метрологическая аттестация указанных изделий проводятся в соответствии с ранее разработанными стандартами ЕАГО:

- СТ ЕАГО-074-01 "Счетчики медленных нейтронов";
- СТ ЕАГО-075-01 "Фотоэлектронные умножители для блоков детектирования гамма-излучения";
- СТ ЕАГО-084-01 "Сцинтилляционные детекторы";
- СТ ЕАГО-085-01 "Сцинтиблоки".

Лаборатория "Детектор" располагает испытательными стендами, обеспечивающими определение параметров сертифицируемых изделий как при нормальных, так и рабочих условиях их эксплуатации.

Лаборатория "Детектор" готова к сотрудничеству со всеми геофизическими организациями по следующим направлениям:

1. Проведение испытаний вышеперечисленных блоков детектирования в соответствии с действующей нормативной документацией, в том числе со стандартами ЕАГО.

2. Подбор и сортировка блоков детектирования ионизирующих излучений с заданным диапазоном изменения параметров и характеристик.

3. Изготовление и испытание сцинтиблоков по согласованным техническим требованиям.

4. Проверка и аттестация блоков детектирования, находящихся ранее в эксплуатации.

5. Поставка счетчиков медленных нейтронов, фотоумножителей, сцинтилляционных детекторов и сцинтиблоков с паспортами качества.

*Заявки на выполнение этих работ направлять по адресу:*

*113105, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 4, корп. 2,*

*Институт метрологии РАЕН.*

*Тел/факс 952-0670, 952-7975.*

*E-mail: cuarm@usa.net, cuarm@mail.ru*

*Д. В. Догдин  
Полазнинское УГР  
ОАО "Пермнефтегеофизика"*

### ПРОБЛЕМЫ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГИС В ОАО "ПЕРМНЕФТЕГЕОФИЗИКА"

В ОАО "Пермнефтегеофизика" основополагающим нормативным документом является схема обязательного метрологического контроля геофизической аппаратуры, где расписаны типы ГА, средства калибровки, периодичность и виды контроля (периодичность, в основном, ежеквартальная, виды контроля - калибровка, градуировка, испытание в контрольной скважине). Периодической поверке подвергаются все комплекты аппаратуры, находящиеся в эксплуатации, в составе скважинного прибора с рабочим источником ионизирующего излучения (там, где он используется) совместно с наземными средствами регистрации, каротажным кабелем. Результаты регистрируются в формате LAS. Цифровая запись калибровок на дискете передается метрологу для последующей обработки. Калибровочные графики, пересчетные коэффициенты и коэффициенты формул, утвержденные метрологом, передаются в КИП УГР. Несмотря

на трудоемкость метрологического обеспечения ГА и его очевидную необходимость для достижения единства измерений и обеспечения достоверности ГИС, из сложившейся практики создается впечатление, что достоверность ГИС нужна только метрологам, а не всем службам предприятия. Имеется ряд проблем, требующих неотложного решения:

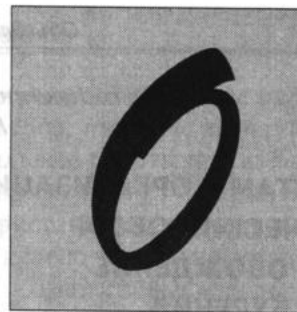
1. Программы интерпретации ГИС, в основном, составляются без учета результатов метрологической аттестации ГА, там же, где используется метрология, вводные метрологические данные произвольно корректируются в программах обработки ГИС, в то время как метрологические параметры должны считываться с файлов калибровок, а не вводиться вручную.

2. Согласно действующему РД 41-17-1382-88 объем метрологических работ по трудозатратам значителен, но в действующих расценках ЕРЕР метрологическое обслуживание ГА не отражено и не оплачивается (за исключением СГДТ, ИННК, ГГК-П).

На основе РД 41-17-1382-88 следовало бы разработать новые расценки на калибровку ГА на базе.

3. Занижен статус метрологов УГР и ОАО. У геофизических предприятий основная продукция - геофизические измерения, курирование же основной продукции ведется рядовыми инженерами-метрологами с необъятными и сложными обязанностями, но совершенно лишенными прав. При такой сложившейся практике обеспечить высокую достоверность ГИС невозможно. Нельзя ждать кардинальных изменений в обеспечении достоверности результатов ГИС, если ответственные специалисты (метрологи) исполняют обязанности по совместительству или же включены в состав ремонтных бригад, а работы по МО ГА не оплачиваются.

Путь решения данной проблемы - повысить статус метрологов до уровня главных специалистов в УГР и заместителей генерального директора по геофизическим измерениям в АО и заложить это в типовом положении о метрологической службе геофизического предприятия.



бывления



*Б. Е. Лухминский*  
МГГА

**ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМ СПЕЦИАЛИСТАМ И ОРГАНИЗАЦИЯМ  
ПРЕДЛАГАЕТСЯ АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР  
“ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ  
ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ  
(НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА РУБЕЖЕ 21 ВЕКА)”**

Обзор составлен по новейшим материалам 1997 - 1999 гг. ведущих геофизических фирм Anadrill, Dowell, Wireline and Testing (Schlumberger), Sperry-Sun, Landmark (Halliburton Energy Services), Baker Hughes, Maurer, Tuboscope, Geoservices etc. Описаны американские технико-экономические обзоры по горизонтальным скважинам (ГС), охватывающие данные по 3500 ГС (более 4500 горизонтальных стволов). Например, в 1996 г. при незначительном росте объемов нефтегазового бурения (8,9%) рост объема бурения ГС составил 30%.

Продолжено изложение техники и технологии каротажа в процессе бурения (MWD). Описаны параметры новых геофизических зондов ИК, БК, ГК, НК, ГГК, АК и др., элементы техники и технологии бурения, гидроимпульсные каналы передачи геолого-технологической информации на поверхность, компьютерные системы планирования работ, оперативной интерпретации измерений с целью коррекции траектории и режимов бурения. **Все ведущие компании мира имеют компьютерные интерактивные системы проводки ствола с коррекцией по геофизическим данным.** По состоянию на 1998 г. рекордная длина горизонтальной части ствола составила более 10 км при вертикальной глубине 1600 м (BP-Anadrill, Wytch Farm, M-11). Рекорд передачи информации по гидроимпульсному каналу связи - более 11 км!

Продолжает расширяться сфера применения **гибких труб (ГТ)** для самых разнообразных работ в скважинах. Описаны техника бурения семейства ГС с предельно малым радиусом кривизны из одного вертикального ствола, каротаж (с проводным каналом связи и без него), испытания, интенсификация притоков посредством очистки фильтров и воздействия на забойную зону наборами реагентов,

прострелочно-взрывные работы, цементаж, гидроразрыв, установка фильтров, пакеров, эксплуатационного оборудования, ремонтные и ловильные работы и т. д. Важно отметить, что **объемы и разнообразие применений ГТ** стремительно растут, и они заслуживают самого пристального внимания специалистов.

Уделено внимание метрологии измерений в ГС. В частности, в 1997 - 1999 гг. выполнены скважинные сопоставления различных систем MWD.

Описано новое поколение интеллектуальных (программно-управляемых) глубинных систем обустройства действующих скважин и залежи в целом (**smart wells, smart reservoirs**).

Источники информации (журнальные публикации, каталоги, Интернет-файлы, тематические подборки библиографии, сводные сопоставительные таблицы и т. д.) могут быть предоставлены автором обзора по договоренности. Обзор в целом может быть адаптирован к интересам конкретного заказчика.

*Тел/факс (095)-138-6677*

*E-mail: boris@lukhmin.msk.ru lukhmin@dol.ru*

**Ассоциация АИС  
ПРОДОЛЖАЕТ ПРИЕМ ЗАЯВОК  
НА ПЛАТНЫЕ ЭКЗЕМПЛЯРЫ ЮБИЛЕЙНОГО  
ИНФОРМАЦИОННО-РЕКВИЗИТНОГО СПРАВОЧНИКА  
“Ассоциация АИС в 2000 г.”**

Ассоциация АИС специальными письмами уже информировала своих членов, подписчиков НТВ “Каротажник” и другие организации нефтегазового профиля о возможности заказа в Ассоциации **любого количества платных** экземпляров юбилейного информационно-реквизитного справочника “Ассоциация АИС в 2000 г.”.

Ассоциация АИС продолжает прием заявок на **платные** экземпляры справочника.

*За справками просим обращаться в Ассоциацию  
по тел/факсу (0822) 33-55-78.*

**Ассоциация АИС**

**ПРОДОЛЖАЕТ ПРИЕМ ЗАЯВОК НА ПЛАТНЫЕ ЭКЗЕМПЛЯРЫ**

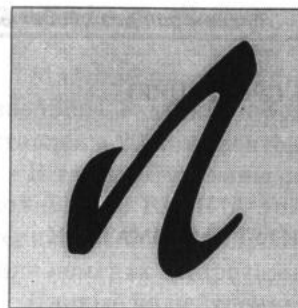
**“Правил геофизических исследований и работ  
в нефтяных и газовых скважинах”  
(Москва, 1999)**

Ассоциация АИС специальными письмами уже информировала своих членов, подписчиков НТВ “Каротажник” и другие заинтересованные организации о возможности заказа в Ассоциации *любого количества платных экземпляров “Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах”* (Москва, 1999).

Информация о “Правилах...” приведена в опубликованной в настоящем выпуске статье В. Ф. Антропова и др. “О введении в действие “Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах”.

Ассоциация АИС продолжает прием заявок на *платные* экземпляры “Правил...”.

*За справками просим обращаться в Ассоциацию  
по тел/факсу (0822) 33-55-78.*



*лучше один раз  
увидеть...*



**СВОЮ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ  
РЕКЛАМИРУЕТ  
ВСЕРОССИЙСКИЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ АВТОМАТИКИ  
(ВНИИА)**

ВНИИА является ведущим в России предприятием, разрабатывающим и производящим аппаратуру импульсного нейтронного каротажа (АИНК) для исследования нефтегазовых и рудных скважин, импульсных нейтронных генераторов (ИНГ) для скважинной аппаратуры и импульсных нейтронных трубок. Обладая возможностью производить основные компоненты аппаратуры ИНК и аппаратуры в целом, ВНИИА обеспечивает законченный цикл разработки, выпуска и испытаний скважинной аппаратуры, отвечающей разнообразным требованиям потребителей, оказывает сервисные услуги по внедрению аппаратуры в геофизическое производство с выполнением гарантийных обязательств.

Для комплектации АИНК во ВНИИА разрабатываются и производятся нейтронные генераторы на вакуумных и газонаполненных нейтронных трубках. Генераторы выполняются в герметических корпусах и являются сменным элементом аппаратуры. Замена выработавшего ресурс генератора может осуществляться в полевых условиях. Для каротажных генераторов разработаны и серийно выпускаются пять типов нейтронных трубок, в том числе газонаполненные трубки с частотой следования нейтронных импульсов до 20 кГц, которые ранее отечественной промышленностью не производились.

С 1996 г. генератор нейтронов ИНГ-101Т поставляется в количестве 50 - 70 шт. в год. Генераторы этого типа используются в аппаратуре ИНК разработки ВНИИА и НПЦ "Тверьгеофизика". Генераторы типа ИНГ-06 используются в аппаратуре ИНК разработки "Татнефтегеофизики", в аппаратуре С/О-каротажа "Тверьгеофизики" и в новых разработках ВНИИГИС. Ранее аппаратура С/О-каротажа производилась только американскими фирмами. Для создания российского аналога ВНИИАвтоматики разработал специальный генератор нейтронов ИНГ-06-10.

Малогабаритная аппаратура двухзондового ИНК - АИНК-43 - внедрена в девяти производственных организациях. С 1996 г. поставлены 20 комплектов АИНК-43.

В таблице указаны основные технические характеристики производимой во ВНИИА аппаратуры и даны ссылки на рекламные материалы с более подробными данными, опубликованные в предыдущих номерах "Каротажника".

Данные по нейтронным трубкам типа ТНТ-1411 и ВНТ-1-26 опубликованы в "Каротажнике", вып. 56.

По аппаратуре АИНК-89 и АИНК-60, представляемой впервые, приводится подробная информация.

**АППАРАТУРА МНОГОЗОНДОВОГО  
ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА  
АИНК-89**

**Назначение и область применения**

Аппаратура АИНК-89 предназначена для проведения многозондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа в необсаженных и обсаженных нефтегазовых скважинах.

В результате измерений и обработки полученных данных получают:

- макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов горных пород;
- объемное водородосодержание горных пород;
- разделение плотных и газонасыщенных пластов.

АИНК-89 позволяет одновременно измерять сечение поглощения тепловых нейтронов и водородосодержание горных пород с повышенной скоростью и точностью (типичная скорость измерения - 360 м/ч). АИНК-89 позволяет заменять аппаратуру нейтронного каротажа с ампульными источниками нейтронов для измерения водородосодержания. Важной характеристикой является относительно высокий ресурс работы излучателя нейтронов в составе АИНК-89 - более 300 ч.

**Структура АИНК-89**

АИНК-89 состоит из скважинного прибора, наземного блока согласования и программного обеспечения для первичной обработки результатов измерений.

Таблица

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Тип аппаратуры	Год вы- пуска, постав- ки	Диаметр сква- жинной части, мм	Длина сква- жинной части, мм	Макси- мальная рабочая температура, °С	Макси- мальное рабочее давле- ние, МПа	Сред- ний ре- сурс, ч	Тип генера- тора/ трубки	Ссылка на подр. информ. в "Каротажнике"	Состояние разработки	Примечание
АИНК-43	1996	43	3300	+120	100	100	ИНГ-101	Вып. 52, с. 94 Вып. 35, с. 104	Серия	2 зонда ИИНК, 20 Гц
АИНК-60	1999	60	3200	+85	30	100	ИНГ-101	Вып. 52, с. 97	Опытные образцы	1 ИИНК+ГК+ +монитор, 20 Гц
АИНК-89	2000	90	3000	+120	80	300	ИНГ-06	- "	Опытные образцы	4 зонда ИИНК, 400 Гц
АИНК-43-50	2000	43	3300	+120	100	100	ИНГ-101-50	- "	Опытные образцы	2 зонда ИИНК, 50 Гц
АИНК-43К	2000	43	2700	+120	100	100	ИНГ-101-50	- "	В разработке	1 ИНГК + ЛМ, 50 Гц
АИНК-43-400	2001	43	3700	+120	100	300	ИНГ-08	- "	В разработке	2 ИНГК/ИИНК, 400 Гц
АИНК-43-50Г	2001	43	3300	+120	100	100	ИНГ-101-50	- "	Опытные образцы	2 зонда ИНГК, 50 Гц

Продолжение таб.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ИНГ-101	1996	34	1240	+120	-	100	ВНТ1-26 ТНТ-1411	Вып. 52, с. 97	Серия	1•10 <sup>8</sup> н/с, 1 - 20 Гц
ИНГ-101-50	1999	34	1180	+150	-	100	ВНТ1-26	- "	Опытные образцы	1•10 <sup>8</sup> н/с, 1 - 50 Гц
ИНГ-11	2000	27	1300	+120	-	50	ВНТ1-20 ТНТ-1415	- "	Опытные образцы	5•10 <sup>7</sup> н/с, 1 - 20 Гц
ИНГ-12	2000	44	980	+120	-	50	ВНТ1-26 НТ-145	- "	Опытные образцы	5•10 <sup>8</sup> н/с, 1 - 50 Гц
ИНГ-06-1	1998	70	1200	+120	-	300	ГНТ1-32	Вып. 52, с. 97	Серия	1•10 <sup>8</sup> н/с, 400 - 1000 Гц
ИНГ-06-10	1998	70	1200	+120	-	300	ГНТ1-32	Вып. 52, с. 97	Серия	1•10 <sup>8</sup> н/с, 10 кгц
ИНГ-08-1	2001	34	2000	+120	-	300	ГНТ1-26	Вып. 52, с. 98	Опытные образцы	1•10 <sup>8</sup> н/с, 400 - 1000 Гц

Скважинный прибор содержит блок импульсного генератора нейтронов ИНГ-06 (с газонаполненной нейтронной трубкой ГНТ-1-32, при частоте срабатывания 400 Гц), четыре детектора тепловых нейтронов на основе гелиевых счетчиков медленных нейтронов и цифровую телеметрию.

Прибор рассчитан на работу с одножильным кабелем длиной не менее 7 км. Наземный пульт АИНК-89 работает с персональным компьютером (типа IBM PC), с которым соединяется с помощью стандартного последовательного интерфейса.

**Основные технические характеристики**

**Скважинный прибор**

Длина, мм .....	3100
Внешний диаметр, мм .....	89
Напряжение питания, В .....	+200
Потребляемая мощность, Вт .....	40
Максимальная рабочая температура, °С .....	120
Максимальное рабочее давление, МПа .....	100

**Наземный блок согласования**

Габариты, мм .....	145 × 145 × 240
Питание, В, Гц .....	220, 50
Потребляемая мощность, Вт .....	11

**АППАРАТУРА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА  
АИНК-60**

**Назначение и область применения**

АИНК-60 предназначен для прямого определения в естественном залегании массовой доли урана при разведке месторождений радиоактивных руд в обсаженных и необсаженных скважинах, заполненных грунтовыми водами, слабокислым, слабощелочным или буровым растворами.

Одновременно АИНК-60 позволяет определять массовую долю радия (в эквиваленте урана) по данным гамма-каротажа.

При каротаже после каждого импульса нейтронного генератора регистрируют с использованием пропорционального гелиевого счетчика медленных нейтронов поток мгновенных нейтронов деления изо-

топа урана-235, находящегося в строгом соотношении с изотопом урана-238.

Аппаратура АИНК-60 предназначена для эксплуатации с серийно выпускаемой каротажной станцией, имеющей в своем составе персональный компьютер (ПК) типа IBM PC.

**Структура АИНК-60**

АИНК-60 состоит из скважинного прибора, наземного пульта управления, блока градуирования и программного обеспечения для первичной обработки результатов измерений.

Скважинный прибор содержит блок импульсного нейтронного генератора ИНГ-101, блок детектирования мгновенных нейтронов деления на основе гелиевого счетчика медленных нейтронов СНМ-18-1, борный монитор первичного потока нейтронов, блок детектирования естественного гамма-излучения, цифровую систему регистрации и телеметрии.

Наземный пульт управления осуществляет прием сигнала от скважинного прибора и блока градуирования, передачу данных в ПК каротажной станции.

**Основные технические характеристики**

**Скважинный прибор**

Длина, мм .....	3200
Внешний диаметр, мм .....	60
Масса, кг .....	15
Напряжение питания, В .....	+150
Потребляемая мощность, Вт .....	39
Максимальное рабочее давление, МПа .....	30
Максимальная рабочая температура, °С .....	85

**Пульт управления**

Габариты, мм .....	145 × 145 × 240
Масса, кг .....	5
Питание, В, Гц .....	220, 50
Потребляемая мощность, Вт, не более .....	11
Диапазон рабочих температур, °С .....	+5 + +50

**Блок градуирования**

**Габариты:**

максимальный диаметр, мм .....	255
максимальная длина, мм .....	260
Масса, кг, не более .....	11

- Напряжение питания, В ..... +150
- Потребляемая мощность, Вт, не более ..... 5
- Диапазон рабочих температур, °С ..... -30 + +60
- Прибор рассчитан на работу с одножильным грузонесущим геофизическим кабелем длиной до 2000 м.

**СВОЮ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ**

**ПРЕДСТАВЛЯЕТ  
ОАО "ГЕОТРОН"**

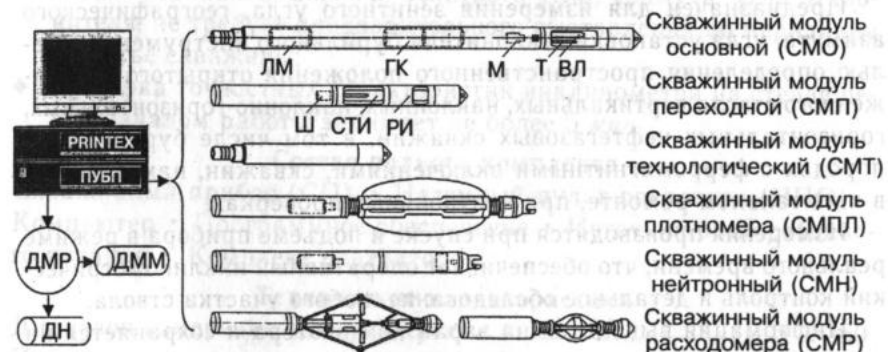
ОАО "Геотрон" приступило к производству аппаратуры нового поколения - аппаратно-методического комплекса контроля за разработкой "АМК Геотрон", характеризующегося следующими особенностями и преимуществами:

- возможность реализации компьютерной технологии контроля за разработкой нефтегазовых месторождений;
- многовариантность и оптимальность комплексирования методов в соответствии с решаемыми задачами;
- возможность работы скважинной части АМК с любыми регистрирующими системами;
- малая длина модулей (или "связок");
- применение новых датчиков Т, СТИ;
- наличие в комплексе 13-канального шумомера;
- автоматическое внесение поправок за влияние температуры в результаты измерений по каналам резистивиметра, давления и термокондуктивного дебитомера;
- наличие в комплексе высоконадежных датчиков натяжения, мерного ролика, магнитных меток с автоматической коррекцией "нуля";
- высокая надежность скважинных модулей за счет соблюдения преимущества технологии производства аппаратуры и применения импортной комплектации;
- обеспечение полного метрологического контроля погрешности измерений и испытаний на надежность при выпуске из производства (присутствие заказчика при этом не исключается);

- поставка модулей в любой комплектности;
  - исполнение по рабочему давлению - 40; 60; 90 МПа.
- "АМК Геотрон" состоит из наземного регистрирующего комплекса, включающего промышленный компьютер типа IBM PC, термоплоттер, программно-управляемый блок питания (ПУБП), датчики магнитных меток (ДММ), мерного ролика (ДМР), натяжения кабеля (ДН), и скважинной части (набора скважинных модулей).

Решаемые с помощью модулей задачи

- СМО** - измерение температуры, давления, мощности дозы гамма-излучения;
  - выявление температурных аномалий, мест негерметичности обсадной колонны, определение состава скважинной жидкости, положения муфтовых соединений, интервалов перфорации;
  - привязка измеряемых параметров по глубине;
- СМП** - измерение УЭС (проводимости) скважинной жидкости;
  - выявление работающих интервалов и мест негерметичности колонны;
  - исследование процесса притока нефти в скважину и природы акустических шумов;
- СМТ** - определение положения муфтовых соединений и интервалов перфорации;
  - привязка измеряемых параметров к муфтам;
  - использование в качестве технологического блока;



Аппаратно-методический комплекс контроля за разработкой нефтегазовых месторождений "АМК Геотрон"

- СМПЛ** - измерение плотности флюида;  
**СМН** - контроль изменения газонасыщенности коллекторов;  
 - определение положения газожидкостных контактов;  
 - выявление затрубной циркуляции газа;  
**СМР** - измерение расхода и притока жидкости;  
 - выделение "работающих" участков коллекторов.

Варианты комплексов: СМО ( $L = 1450$  мм), СМО + СМР (1785 мм), СМО + СМПЛ (2490 мм), СМО + СМН (2140 мм), СМО + СМП (2041 мм), СМО + СМП + СМР (2365 мм), СМО + СМП + СМПЛ (3070 мм), СМО + СМП + СМН (2720 мм), СМТ + СМП (1141 мм), СМТ + СМП + СМР (1465 мм), СМТ + СМП + СМПЛ (2170 мм), СМТ + СМП + СМН (1820 мм), СМТ + СМПЛ (1590 мм), СМТ + СМН (1240 мм), СМТ + СМР (885 мм).

625013, Тюмень, ул. Энергетиков, 53-А  
 Тел/факс (3452) 41-34-66, тел. 21-27-12  
 E-mail: geotron@sibtel.ru

**ГУП "ИЖЕВСКИЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД"**  
**ПРЕДСТАВЛЯЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ЗАКАЗЧИКАМ**  
**ГИРОСКОПИЧЕСКИЙ ИНКЛИНОМЕТР**  
**"ВЕКТОР" ИГМ-73-120/60**

Предназначен для измерения зенитного угла, географического азимута, угла установки отклонителя бурильного инструмента с целью определения пространственного положения открытого и обсаженного ствола вертикальных, наклонных, наклонно-горизонтальных, горизонтальных нефтегазовых скважин, в том числе бурящихся в породах с ферромагнитными включениями, скважин, находящихся в капитальном ремонте, при контрольных проверках.

Измерения производятся при спуске и подъеме прибора в режиме реального времени, что обеспечивает оперативный инклинометрический контроль и детальное обследование любого участка ствола.

Информация выводится на экран компьютера и сохраняется на магнитном носителе.

Вычисления профиля исследованного участка скважины производятся с выводом результатов на экран и принтер.

- Инклинометр "ВЕКТОР" соответствует современным тенденциям развития таких технологий буровых работ, как
- кустовое бурение с высокой плотностью скважин;
  - горизонтальное бурение;
  - резка боковых стволов из скважин старого фонда.

Инклинометр характеризуется следующими отличительными особенностями:

- ♦ азимут наклона вертикальных участков ствола устойчиво определяется, начиная от значений зенитного угла  $0,3$  град, что обеспечивает безаварийность бурения при высокой плотности расположения скважин;
- ♦ инклинометр не имеет ограничений по диапазону измеряемых зенитных углов;
- ♦ среднеквадратическое отклонение погрешности определения зенитного угла составляет  $0,03$  град, что обеспечивает проводку горизонтальных скважин при толщине продуктивного пласта не более  $1$  м;
- ♦ имеется специальная программа для проводки бокового ствола по заданному азимуту из вертикального положения;
- ♦ инклинометр может использоваться в виде модуля для определения ориентации скважинных приборов и запоминания мест нахождения дефектов колонны при проведении геофизических и сейсмических работ в скважинах и акустического телевизионного обследования технического состояния колонн;
- ♦ инклинометр не имеет ограничений по времени работы в скважине, диапазонам измерений зенитного угла, азимута, угла отклонителя; не требует предварительного выставления по меридиану на устье скважины;
- ♦ проверка точностных характеристик инклинометра на стенде перед началом работы занимает не более  $5$  мин.

**Состав полного комплекта**

Скважинный прибор (СП) • Наземный пульт оператора (НПО)  
 Компьютер • Программное обеспечение • Источник бесперебойного питания • Комплект центраторов.

**Технические характеристики**

Диапазон измерения азимута, град ..... 0 ... 360  
 Погрешность измерения азимута, град .....  $\pm 2$  (1)\*

\* По специальному заказу

Диапазон измерения зенитных углов, град	0 ... 180
Погрешность измерения зенитных углов, град	±0,1
Наружный диаметр скважинного прибора, мм	73
Длина скважинного прибора без центраторов, мм	2100
Длина скважинного прибора с центраторами, мм	3100
Диапазон температур эксплуатации наземного пульта оператора, °С	0 ... +50
Максимальная рабочая температура окружающей среды для скважинного прибора, °С	+85
Скважинный прибор сохраняет работоспособность в течение 2 ч при температуре окружающей среды, °С	+120
Максимальное рабочее давление на скважинный прибор, МПа	60
Тактовая частота передачи информации, Гц	3
Напряжение питания, В	от 90 до 240
Частота питающей сети, Гц	от 47 до 63
Потребляемая мощность общая, Вт, не более	100
Потребляемая мощность скважинного прибора, Вт, не более	30
Масса скважинного прибора, кг	30
Масса наземного пульта оператора, кг	7
Тип интерфейса с компьютером	RS-232C

Соединение скважинного прибора с наземным пультом оператора с помощью одножильного или многожильного каротажного кабеля.

**Услуги**

- поставка гироинклинометра в необходимой комплектации;
  - обучение персонала потребителя обслуживанию прибора;
  - методическое, сервисное и техническое обслуживание прибора.
- Комплектность, технические характеристики, сроки и условия поставки, цена и другие условия определяются договором.

**ГУП "Ижевский механический завод"**

426063, г. Ижевск, ул. Промышленная, 8

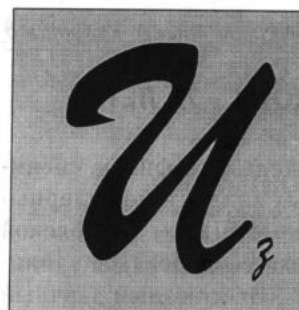
Тел (341-2) 75-93-02, 75-93-01

Тел/факс (341-2) 76-28-90 - отдел главного конструктора

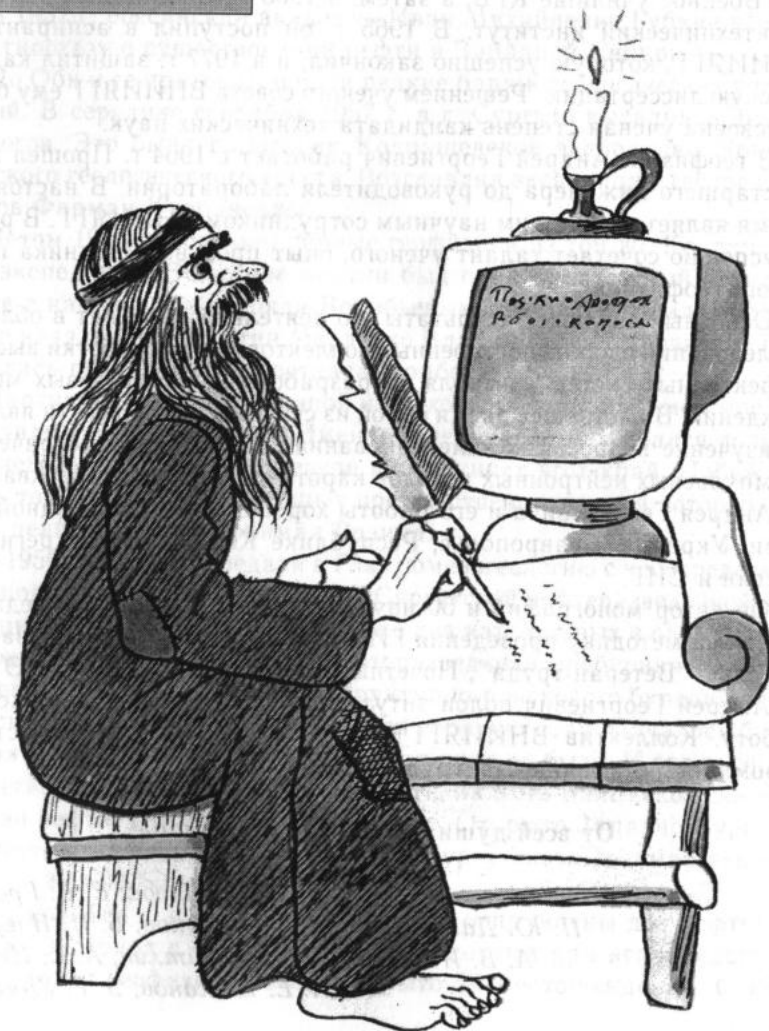
Факс (341-2) 76-45-90 (общий)

Телетайп 255132 ЩИТ

E-mail: [vektor@shield.udmnet.ru](mailto:vektor@shield.udmnet.ru)



*биографии нашего каротажа*



**АНДРЕЮ ГЕОРГИЕВИЧУ СТЕПАНОВУ - 70 ЛЕТ!**

Андрей Георгиевич Степанов - крупный ученый-геофизик, специалист в области изучения сложно построенных коллекторов ядерными и акустическими методами. Он родился в г. Шахты Ростовской области 26 мая 1930 г. Закончил Ленинградское суворовское училище, Военное училище КГБ, а затем, в 1963 г., Всесоюзный заочный политехнический институт. В 1965 г. он поступил в аспирантуру ВНИИЯГГ, которую успешно закончил, и в 1977 г. защитил кандидатскую диссертацию. Решением ученого совета ВНИИЯГГ ему была присвоена ученая степень кандидата технических наук.

В геофизике Андрей Георгиевич работает с 1964 г. Прошел путь от старшего инженера до руководителя лаборатории. В настоящее время является ведущим научным сотрудником ВНИИЯГГ. В работе успешно сочетает талант ученого, опыт производственника и полевого геофизика.

Основные научные результаты его деятельности лежат в области исследования сложно построенных коллекторов и разработки высокоэффективных систем контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. В настоящее время одной из сфер его деятельности является изучение вопросов комплексирования гамма-спектрометрических и импульсных нейтронных методов каротажа нефтегазовых скважин.

Андрея Георгиевича и его работы хорошо знают в Западной Сибири, Украине, Ставрополье, Республике Коми и других регионах России и СНГ.

Он автор монографий и 50 научных трудов, награжден медалью ВДНХ за методику проведения ГИС в процессе испытания скважин, медалью "Ветеран труда", Почетными грамотами МПР и МТЭ РФ.

Андрей Георгиевич полон энтузиазма, по-прежнему заряжен на работу. Коллектив ВНИИЯГГ ценит его человеческие качества - скромность, отзывчивость, трудолюбие.

**От всей души поздравляем юбиляра!**

*О. В. Горбатюк, Е. В. Громов,  
П. Ю. Данюсявичюс, П. Д. Жуков, Б. И. Извеков,  
А. В. Ильинский, В. Г. Цейтлин, А. С. Цыбин,  
А. Е. Шиканов, Э. Г. Урманов.*

*С. П. Антанайтис, В. Г. Казак  
ЗСК "Тюменьпромгеофизика"*

**ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ КОРПОРАЦИЯ  
"ТЮМЕНЬПРОМГЕОФИЗИКА" -  
ДЕНЬ ВЧЕРАШНИЙ И ДЕНЬ СЕГОДНЯШНИЙ**

В 1932 г. российский академик Иван Михайлович Губкин выдвинул гипотезу о существовании нефти в Западной Сибири.

По Оби и ее притокам пошли редкие баржи геологических управлений. В середине сентября 1957 г. в г. Сургуте высадился десант геологов. Это были работники Колпашевской экспедиции Новосибирского геологического треста. Возглавлял экспедицию геолог Салманов Фарман Курбанович.

Летом 1958 г. прибыли первые геофизики из той же Колпашевской экспедиции. В составе партии был один каротажный отряд во главе с начальником отряда Воробьевым Михаилом Владимировичем и начальником партии Морденко Владимиром Петровичем. Требовалась предельная самоотдача в работе!

Партия была малочисленной и плохо оснащенной. Зимой морозы доходили до  $-50^{\circ}\text{C}$  и ниже. Именно в первую зиму решался вопрос, останется специалист на Севере или покинет этот край. Побеждал лишь тот, кто опирался на опыт предшественников, для которых Север - неласковая, но любимая Родина.

В 1959 г. партию передали в Главтюменьгеологию с непосредственным подчинением организованной Сургутской нефтеразведочной экспедиции. В составе партии были уже два каротажных и один газокаротажный отряд. В этом году нефтеразведчики пробурили 7200 м глубоких скважин и 17 тыс. м структурно-поискового бурения. Первые скважины глубиной 3600 м дали горячую воду. Началось бурение на Сургутской площади. Но нефти пока не было. И вот в 1961 г. на Мегионской площади - фонтан нефти, на Усть-Балыкской скв. 62 - фонтан нефти. Объем работ возрастает. Открыто Западно-Сургутское месторождение, в 1963 г. - Северо-Сургутское, Покамасовское, в 1964 г. - Южно-Барыньское.

Весной 1964 г. впервые в Омск были отправлены две нефтяные баржи. В период с 1961 по 1976 гг. геологами при непосредственном участии геофизиков было открыто 24 месторождения. С 1959

по 1977 г. пробурено около 1 000 000 п. м скважин, которые были исследованы силами сургутских геофизиков, численность которых в 1977 г. составляла всего 38 чел.

10.07.77 г. Сургутская партия ГИС была преобразована в Сургутскую геофизическую экспедицию. В состав экспедиции входило 7 отрядов.

В том же 1977 г. решением Министерства геологии РСФСР был создан Тюменский геофизический трест (ТГТ), вошедший в состав Главтюменьгеологии. Созданный трест аккумулировал накопленный за два десятилетия опыт исследований, творческий и технический потенциал геофизической службы Западной Сибири, а также передовые достижения геофизической службы СССР.

В 1987 г. ТГТ преобразуется в производственное геологическое объединение (ПГО) "Тюменьпромгеофизика" и входит в состав Министерства геологии РФ.

В 1994 г. ПГО "Тюменьпромгеофизика" получило статус открытого акционерного общества. В начале 1997 г. была создана Западно-Сибирская Корпорация "Тюменьпромгеофизика". Сейчас наша Корпорация обслуживает огромную территорию - головная база находится в г. Мегион Тюменской области при наличии возможностей переброски и базирования каротажных станций в любом районе Тюменской области - и готова к работе в любой точке России. Другие базы Корпорации расположены в городах Сургут, Нягань, Ноябрьск, Ханты-Мансийск, Губкинский, Радужный, Красноярск. Технологический центр включает опытно-экспериментальный завод геофизического приборостроения (ТОЭЗГП) в г. Тюмени, его филиал в г. Новосибирске; опытно-конструкторское бюро по производству геофизического оборудования в г. Киеве.

Основными направлениями деятельности Корпорации являются геофизические исследования в обсаженных и открытых стволах скважин; перфорация скважин; геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения; геофизический контроль за испытанием пластов и контроль за разработкой месторождений; геофизическое сопровождение процесса цементирования и контроль качества цементации скважин; работы по интенсификации притока из пласта; интерпретация результатов исследований с выдачей оперативных заключений; разработка электронных схем, механических конструкций и программного обеспечения для новых геофизических прибо-

ров, каротажных станций, лабораторий ГТИ, газокаротажных станций, вспомогательного оборудования к ним, специальных датчиков и блоков; изготовление каротажных станций с собственным фирменным программным обеспечением, полным набором вспомогательного устьевого оборудования, датчиков, скважинной аппаратуры для проведения ГИС в открытых и обсаженных скважинах, наземного оборудования для проведения ГТИ и контроля процесса цементирования; изготовление оборудования для интенсификации притока из пласта. Вся аппаратура, оборудование, программное обеспечение к ним, датчики и вспомогательные устройства изготавливаются как для собственных нужд, так и в целях реализации другим заинтересованным предприятиям. Изготовление ведется силами собственных производств, а также по кооперации с другими предприятиями ("ИМС", "Геометр" и др.). К проработке схмотехнических решений и разработке программ привлекаются ведущие специалисты СО АН РФ, а также специалисты профильных НИИ.

Устойчивость Корпорации в жестких условиях российской экономики - это следствие ее системной организации. Создание уникальных программных технологий по регистрации и обработке ГИС, конструкторские разработки, выпуск прошедшего испытания геофизического оборудования, аппаратуры для ГИС, применение всего этого комплекса для производства ГИС- такая организация дела снижает себестоимость ГИС, что позволяет выделять все больше средств на новые разработки, наращивать объем выпускаемого оборудования и аппаратуры для ГИС. Отсюда же берутся средства и на расширение баз Корпорации. Такая схема, всецело являющаяся заслугой коллектива, позволяет постепенно завоевывать новые рынки сбыта услуг и продукции Корпорации. В последние годы Корпорация выдвигается в число лидирующих предприятий по геофизике.

Предприятие активно привлекает для производства геофизических работ трудовые резервы Ханты-Мансийского округа и многих городов России. Большое количество специалистов набирается из ближнего зарубежья. Кадры предприятия пополняются молодыми специалистами из учебных заведений гг. Тюмени, Екатеринбурга, Томска, Октябрьского и др.

В настоящее время осуществляется строительство Учебного центра в г. Тюмени на базе опытно-экспериментального завода. Центр позволит получить бесценный производственный опыт молодым спе-

циалистам, которых хотелось бы впоследствии надолго привлечь к деятельности Корпорации. Создание центра потребует довольно большого первоначального вложения средств - 7 - 8 млн. руб. Центр оснащается техническими и программными средствами, применяемыми при реальном производстве и интерпретации данных ГИС, обустроиваются две учебные скважины (глубиной 300 м). Будущие полевые геофизики, интерпретаторы, инженеры-программисты, механики сразу учатся эффективно выполнять будущую работу, с самого начала вникают в сущность деятельности Корпорации.

Кроме того, у многих молодых специалистов-механиков и программистов появляется возможность принять непосредственное участие в конструкторских разработках аппаратуры и фирменного программного обеспечения для регистрации и обработки ГИС, его опробования и испытания.

Большое значение Учебный центр будет иметь и для студентов, обучающихся в высших учебных заведениях Западной Сибири и многих городов России. Здесь они смогут практически применять полученные знания и в полной мере открыть для себя мир геофизики и геофизического приборостроения. С целью повышения занятости населения юга области и получения им дополнительного образования очень актуально участие органов власти в создании и функционировании учебного центра.

Конструкторские разработки и программное обеспечение для регистрации и обработки ГИС и, как следствие, совершенствование технологии методов ГИС, направленных на оперативность и надежность решения важнейших геологических задач - вот суть деятельности Западно-Сибирской Корпорации "Тюменьпромгеофизика", так как в разведку и разработку вступают все новые месторождения, имеющие сложную геологическую структуру.

Корпорация неоднократно представляла свое оборудование на международных выставках и имеет соответствующие награды и грамоты (гг. Сургут, Тюмень).

Сотрудники Корпорации не только активно занимаются производством, опытно-конструкторской деятельностью, но и доводят результаты своих исследований до уровня технологий. Сегодня самые интенсивные работы связаны с усовершенствованием **автоматизированной каротажной станции МЕГА**, которая была пущена в производственную эксплуатацию в 1998 г. Станция, ее программное обес-

печение и универсальный адаптер позволяют обеспечить весь цикл каротажных работ практически со всеми скважинными приборами и аппаратурой. Ее функциональные возможности, эстетика, эргономика не уступают лучшим современным западным образцам.

Корпорация вложила огромные средства в разработку и выпуск комплекса скважинных приборов радиоактивного и акустического каротажа **МЕГА-Р**, обеспечивающего за один спуско-подъем исследование нефтяных и газовых скважин комплексом методов гамма-каротажа (ГК) с контролем пластового давления, индикации прохождения муфтовых соединений, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-Т) и широкополосного акустического каротажа (АК); комплекса скважинных приборов электрического и индукционного каротажа **МЕГА-Э**, обеспечивающего за один спуско-подъем основные электрометрические исследования в нефтяных и газовых скважинах комплексом методов ГИС, реализуемых следующими приборами, входящими в состав комплекса:

- прибор ЭК-М - БКЗ+ПС+БК+резистивиметр;
- прибор ИК-М - индукционный каротаж;
- прибор КП-М - каверномер-профилемер;
- прибор ГК-М - гамма-каротаж.
- прибор ЭК-2М - БК-7/9, БКЗ, ПС+резистивиметр;
- прибор МЕГА-Микро - микрокаротаж боковой, микрокаротаж, микрокавернометрия.

Корпорация продолжает вкладывать средства в модернизацию, усовершенствование конструкций. В ближайшее время предполагается дополнить комплекс модулями непрерывной инклинометрии (ИН-М), гамма-спектрометрии (СГК-М) и гамма-гамма-каротажа (ГГП-М).

Для проведения работ по контролю за разработкой создана и выпускается скважинная аппаратура **МЕГА-К**, состоящая из трех независимых модулей:

- модуля "ИНТЕРВАЛ", включающего датчики давления, температуры, локатора муфт и ГК;
- модуля "СОСТАВ", в который входят датчики СТИ, резистивиметра, влагомера, шумомера;
- модуля "РАСХОД", состоящего из вертушечного расходомера.

Станция **МЕГА-ГТИ** (вертолетный вариант, вес не более 3500 кг) предназначена для автоматизированного контроля технологических

процессов бурения, проведения геолого-технологических и геохимических исследований при бурении поисковых и разведочных скважин на газ и нефть. Станция состоит из отдельных функционально связанных между собой аппаратурных модулей и комплекса датчиков геолого-технологической и геохимической информации.

Станция включает блок-контейнер с полным жизнеобеспечением, комплект технологических датчиков, технологический модуль, предназначенный для получения, обработки, визуализации, хранения и документирования информации о параметрах бурения и свойствах промывочной жидкости; геологический модуль, предназначенный для получения, обработки и документирования данных оперативных исследований образцов горных пород и проб промывочной жидкости при бурении нефтегазоносных скважин; геохимический модуль, предназначенный для получения и обработки информации о газосодержании промывочной жидкости и составе угледородных газов для оперативного выделения и оценки характера насыщенности пластов.

В настоящее время Корпорация заканчивает опытно-конструкторскую разработку наклономера, акустического телевизора САТ-М, аппаратуры акустического микрокаротажа АК+МЗ, МЕГА-автоном (для исследования горизонтальных скважин серийными приборами в автономном режиме).

Еще одно направление, интенсивно развивающееся на предприятии с начала 80-х годов, связано с применением современных вычислительных средств для регистрации, обработки и хранения геофизической информации - внедрением автоматизированных систем информационного обеспечения ГИС. С 1993 г. ЗСК полностью перешла на цифровую запись материала.

Диагностика, решение практических задач с автоматизацией сбора, анализа и обработки данных ГИС, широкое внедрение программного обеспечения - актуальнейшие и приоритетные направления деятельности нашей Корпорации.

Интерпретация результатов геофизических исследований скважин входит в обязательный комплекс услуг, предоставляемых Корпорацией. При интерпретации выдаются оперативные заключения, выделяются продуктивные коллекторы, проводится контроль разработки, определяется множество количественных параметров - динамической и эффективной пористости, проницаемости, нефте-, газонасыщенности. и др.

В марте 1999 г. Корпорация приобрела автоматизированную систему "Гинтел-97", разработанную компанией "Геоинформационные системы и технологии", для комплексной интерпретации данных ГИС, в которую включены способы, не имеющие аналогов в других программных продуктах. До конца 1999 г. проходил процесс производственного опробования и внедрения системы, которым занимались специалисты информационно-аналитической группы Корпорации. В результате опробований были выданы рекомендации по усовершенствованию и дополнению графов обработки геофизической информации, которые оперативно реализовывались авторами системы, то есть вопросы совершенствования системы уже решаются совместно. Таким образом и воплощаются идеи геологов, геофизиков и программистов.

В настоящее время автоматизированная система "Гинтел-97" используется в производственном режиме при обработке информации, полученной как в разведочных, так и эксплуатационных скважинах.

Корпорация, как исполнитель основных видов геофизических работ, выполняемых в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах, бурящихся на нефть и газ, работает с 30 крупными и средними компаниями.

С помощью Корпорации открыты и изучаются такие месторождения, как Самотлорское, Северо-Хохряковское, Кошельское, Ватинское, Аганское, Покамасовское, Северо-Покурское, Комсомольское, Барсуковское и пр. В настоящее время работы производятся более чем на 50 месторождениях нефти и газа.

Мы живем в трудное время развала экономики, отсутствия государственной поддержки нефтегазодобывающей промышленности. Во всем мире на геофизические работы выделяются крупнейшие средства, для них создается дорогостоящая аппаратура. Крупные инвестиции, высокий уровень технологий, обширные научные исследования, конструкторские разработки и внедрение их результатов, кооперирование компаний для решения сложных проблем - основные условия преодоления нарастающих трудностей в геофизической отрасли в России.

В Западной Сибири только в последние годы (и именно в результате применения новых методов и технологий обработки геофизических данных в комплексе с глубоким бурением) проявляется внутренняя структура низов меловых (ачимовская пачка) и юрских

отложений - комплексов, в которых установлена региональная нефтегазоносность от подошвы мезозоя до баженовской свиты. А ведь даже сейчас в Тюменской области получают около 1/2 нефти и более 4/5 газа России. Следовательно, именно здесь особенно необходимо наращивать объем геологоразведочных и геофизических работ.

Исходя из того, что геофизика всегда была наиболее независимой от государства областью деятельности, надеемся на ее дальнейшее развитие в Западной Сибири. Западно-Сибирская Корпорация "Тюменьпромгеофизика" открыта для сотрудничества со всеми организациями, понимающими стратегическую важность решаемых задач.

**Ассоциация АИС приглашает Вас стать индивидуальным подписчиком научно-технического вестника "Каротажник"!**

**НТВ "Каротажник"**

единственное в СНГ ежемесячное каротажное издание. Объем каждого номера - 150 стр.

**НТВ "Каротажник"**

имеет 25 рубрик и публикует разнообразные материалы

- ◆ научного ◆ технического ◆ методического ◆
- ◆ информационного ◆ справочного характера ◆

*Работающий в сфере ТЭК специалист практически любой специализации найдет в "Каротажнике" интересные и полезные ему материалы.*

**НТВ "Каротажник",**

как эффективный инструмент повышения квалификации специалистов всех уровней,

обладает такими положительными качествами, как:

- "свежесть" и разносторонность публикуемой информации;
- высокая частота выпуска НТВ;
- отлаженная система доставки информации до ее потребителя;
- низкая цена информации;
- авторское участие в выпуске НТВ многих ведущих специалистов сферы ГИС, ученых и практиков;
- широкая география "стока" информации.

Подписаться на НТВ "Каротажник" можно с любого номера!

Для индивидуальных подписчиков цена одного экземпляра снижена на 25% и составляет 30 руб.

Чтобы стать индивидуальным подписчиком НТВ "Каротажник", грамотно направить в адрес АИС заполненную заявку, форма которой приведена на сплелующей странице.

*Ждем Вашу заявку!*

Заместителю генерального директора  
Ассоциации АИС  
Е. М. Пятецкому

### ЗАЯВКА

Я, (Ф. И. О. полностью) \_\_\_\_\_

наименование организации \_\_\_\_\_

прошу зарегистрировать меня в качестве индивидуального подписчика НТВ "Каротажник".

Заказываемое количество каждого номера \_\_\_\_\_ экземпляров.

Выбранная форма оплаты (нужное подчеркнуть):

1. Наложным платежом (оплата производится на почте при получении каждого очередного номера).

2. Предварительная оплата.

Разовая предварительная оплата заказанного количества экземпляров каждого номера будет производиться за (нужное подчеркнуть):

- три номера (*квартальная подписка*);
- шесть номеров (*полугодовая подписка*);
- двенадцать номеров (*годовая подписка*).

Отправку "Каротажника" прошу производить по адресу (указать точный почтовый адрес, полные Ф. И. О. получателя) \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_

Заполненную заявку просим направить почтой по адресу:  
170000, г. Тверь, ул. Новоторжская, 12"Б", Ассоциация АИС,  
Е. М. Пятецкому

## Каждому каротажнику - по „КАРОТАЖНИКУ“!

Наш вестник любому технологу нужен,  
Журнал для любого геолога важен:  
Хороший технолог с новинками дружен,  
Хороший геолог всегда каротажен!

**Научно-технический вестник "Каротажник"-  
первое и единственное в СНГ ежемесячное каротажное издание.**

**Сегодня НТВ "Каротажник" получают более 400 организаций,  
предприятий, фирм, нефтяных компаний России и других стран СНГ!**

**Ассоциация АИС приглашает организации ТЭК России  
и других стран СНГ подписаться на наш вестник!**

**Открыта и индивидуальная подписка!**

**Подписаться на НТВ "Каротажник" можно с любого номера!**

**Наш адрес:  
Россия, 170000 г. Тверь, ул. Новоторжская 12"Б",  
Ассоциация АИС  
Тел/факс (0822) 33-55-78**

**Обращайтесь! Пишите! Звоните!**