

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

Новая геофизическая техника
и технологии для решения задач
нефтегазовых и сервисных компаний

Уфа - 2017

УДК 550.832

ББК 26.2

Ю 13

Н 34

XXIII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВЫЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции в рамках XXV Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2017».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2017. с.129, ил.30, табл. 4

ISBN 978-5-9908252-3-9

В сборнике представлены тезисы докладов, отражающих достижения в инновационном развитии геофизической техники и технологий при решении таких задач, как информационное сопровождение горизонтального бурения, изучение залежей с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, интенсификация добычи и мониторинг коэффициента извлечения нефти (КИН) и экологическая безопасность процесса добычи. Рассматриваются также новые методы исследования и интерпретации ГИС, вопросы метрологического обеспечения, новое оборудование ГРП, МГРП, ГНКТ и другая техника для нефтегазового сервиса.

Настоящая конференция проводится одновременно с XXV Международной специализированной выставкой «Газ.Нефть.Технологии-2017» в г.Уфа.

Представляет интерес для широкого круга специалистов нефтегазового комплекса, научных работников и студентов профильных ВУЗов.

Тезисы докладов подготовлены к печати Отделом научно-технической информации ООО «Новтек Бизнес».

Ответственный редактор – Лаптева О.В.

Художественное оформление – Ткач В.М.

Научное редактирование – Лаптев В.В.

ISBN 978-5-9908252-3-9



9 785990 825239

ООО «Новтек Бизнес», www.novtekbusiness.com

ОРГАНИЗАТОРЫ И ПАРТНЕРЫ

Организаторы:

Геофизический кластер «Квант»

Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское Геофизическое Общество (МОО ЕАГО)

Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и разработкам в скважинах (Ассоциация «АИС»)

Некоммерческое объединение «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефтегазсервис»)

Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)
Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса (НАНГС)

Генеральный спонсор:

CHINA PETROLEUM UNITE CREATION ENGINEERING EQUIPMENT CO., LTD.

Информационные партнеры:

Научно-технический вестник «Каротажник»

Журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник»

Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»

Научно-практический журнал «Время колтюбинга»

Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»

Журнал «Нефтяное хозяйство»

Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»

Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»



Дорогие друзья!

Настоящая международная конференция является традиционным местом встречи геофизиков со своими заказчиками и партнёрами по смежным видам нефтегазового сервиса. Организатором выступает геофизический кластер «Квант» совместно с геолого-геофизическими обществами. ГК «Квант» - это крупнейший в России центр геофизического приборостроения (40% рынка) и высокотехнологического сервиса (20% рынка). В его состав входят 40 компании крупного, среднего и малого бизнеса научного, приборостроительного, сервисного и образовательного профиля.

Акцентом данной конференции являются проблемы освоения отечественной геофизикой сервиса морского бурения на шельфе России, а также освоение геофизическими компаниями сервисных технологий ГРП, МГРП, ГНКТ. Оба рынка привлекательны как в экономическом аспекте, так и с точки зрения расширения возможностей предоставления заказчикам интегрированного сервиса. Мы преследовали цель ознакомления широкого круга специалистов нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями в развитии геофизических технологий. Этот высокотехнологичный сегмент отечественного рынка нефтегазового сервиса на протяжении последних 15 лет демонстрирует устойчивый рост, несмотря на периодически возникающие энергетические кризисы, санкции, колебания курса рубля. Дело в том, что без надёжной геофизической информации невозможно эффективно вести разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, успешно бурить горизонтальные скважины по заданной проектом траектории, успешно реализовывать интенсификацию добычи, инструментально контролировать коэффициент извлечения нефти (КИН) и решать другие проблемы нефтегазовой промышленности.

Технологический прогресс в геофизике идёт ускоренным темпом. Вот почему нужен тесный контакт с потребителями геофизической информации.

Площадка данной конференции предоставляет возможность авторам геофизических технологий, представителям сервиса в прямом диалоге со специалистами нефтегазовых, буровых, ТКРС и других компаний находить оптимальные пути применения на промыслах наилучших доступных геофизических технологий.

От имени организаторов хочу всем участникам конференции пожелать успехов в их усилиях по развитию и укреплению нефтегазовой индустрии России.

Лаптев В.В.,
Председатель Оргкомитета конференции,
первый вице-президент МОО ЕАГО

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГЕОЛОГИИ И БУРЕНИЯ НА СУШЕ И ШЕЛЬФЕ

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ РОССИЙСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*Лаптев В.В. первый вице-президент МОО ЕАГО,
Промышленный кластер «Квант» (г. Уфа)*

Геофизические компетенции в мире относят к разряду высоких технологий, так как основаны на использовании последних достижений вычислительной и ядерной техники, радиоэлектроники, информатики, робототехники, технологий оборонного комплекса. Главным товаром геофизического сервиса является информация, которая в нефтегазовом комплексе России играет ключевую роль на всех стадиях отраслевого цикла: поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа, бурении, эксплуатации и ремонте скважин. Стратегический характер этой информации состоит в том, что по данным геофизики контролируется ресурсный потенциал страны, даётся оценка состояния и перспектив добычи нефти и газа, контролируется эффективность капиталовложений в нефтегазовую индустрию страны (региона, компании, недропользователя). В советский период отечественный геофизический сервис надёжно обеспечивал национальную безопасность нефтегазовой индустрии страны и успешно конкурировал на мировом рынке с американскими корпорациями. В инновационное развитие геофизики инвестировались значительные средства, а по уровню научно-технологического развития страна была второй после США геофизической державой в мире.

В постсоветский период в инновационное развитие геофизических технологий в России инвестируется **в 100 раз** меньше средств, чем это делают США или Китай. Хроническое недофинансирование развития отечественной геофизики стало главной причиной снижения конкурентоспособности в таких наукоёмких и затратных направлениях, какими являются сервис горизонтального бурения и месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ), освоение арктического и глубоководного шельфа, разработка отечественного программного обеспечения.

Критические отраслевые технологии. Минэнерго РФ разработало и утвердило «Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г.», где главными направлениями развития в сфере нефтедобычи определены:

- Технологии, увеличивающие КИН на существующих традиционных месторождениях;
- Технологии добычи нефти на нетрадиционных месторождениях и залежах с трудно извлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ);
- Технологии добычи нефти на шельфовых месторождениях.
- В качестве критических, подлежащих приоритетной реализации, определены следующие отраслевые технологии:
 1. Добыча трудно извлекаемых и шельфовых запасов нефти;
 2. ГРП, МГРП, производство оборудования и материалов;
 3. Бурение скважин сложного профиля, навигация, LWD;
 4. Производство гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ);
 5. Увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН);

6. Информационные технологии разведки месторождений.

Критические геофизические технологии. В качестве критических, подлежащих приоритетной реализации в рамках новой инвестиционной политики государства и нефтегазовых компаний по импортозамещению, можно определить следующие геофизические технологии:

1. Геофизический сервис на шельфе, морских платформах и горизонтальных скважинах на суше;
2. Технологии для нетрадиционных месторождений и ТриЗ;
3. Отечественное геофизическое программное и метрологическое обеспечение для поиска, разведки и разработки месторождений;
4. Инструментальный геофизический мониторинг КИН.

Существующий в России научно-технологический потенциал в состоянии справиться с решением перечисленных выше проблем при надлежащей координации и финансировании работ.

Инвестиции в инновационное развитие геофизики. Санкции дали хороший шанс для пересмотра инвестиционной политики государства, нефтегазовых компаний и частных инвесторов в отношении развития отечественной геофизики. Преодоление огромного дефицита в финансировании инновационного Hi-Tech рывка в отечественной геофизике требует со стороны геофизического сообщества приложения значительных лоббистских усилий как на уровне высших эшелонов власти (Совбез, Госдума, Правительство РФ), так и на уровне руководства нефтегазовых компаний. При сложившемся уровне дезинтеграции геофизического комплекса России наиболее реальным способом решения инновационных проблем является создание при Евро-Азиатском геофизическом обществе (ЕАГО) **Наблюдательного совета**, представленного руководством крупнейших российских геофизических и нефтегазовых компаний. Совет мог бы рассмотреть и принять программу работ по критическим геофизическим технологиям, подготовленную экспертами ЕАГО, согласовать её с Минэнерго, Минприроды и Минпромторгом РФ, координировать действия по привлечению государственных, нефтегазовых компаний и частных инвестиций, а также контролировать реализацию программы.

Государственные инвестиции. Для привлечения в геофизику инвестиций со стороны государства целесообразно воспользоваться программами, механизмами и институтами развития, созданными Правительством РФ в целях импортозамещения. По оценке Минпромторга РФ реализация программ импортозамещения обойдется России в 1,5 трлн. руб. Наилучшие шансы получения инвестиций по этому каналу у 100% государственного холдинга «Росгеология». В Минпромторге РФ холдинг возглавляет в Межведомственной рабочей группе по импортозамещению экспертную группу «Технологии и оборудование для геологоразведки». По этому направлению «Росгеология» может продвигать свои или совместные с другими партнёрами проекты практически по всем критическим технологиям.

Инвестиции нефтегазовых компаний. Совокупные инвестиции этих компаний России оцениваются на уровне 3,5 трлн. руб./год. В составе ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз» дочерними геофизическими компаниями являются ООО «Газпром георесурс», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», «Сургутнефтегазгеофизика». Решение проблем по критическим геофизическим технологиям (шельф, ТриЗ, КИН, MWD, LWD и др.) для этих нефтегазовых компаний можно было бы осуществлять по проектам, в которых дочерняя компания выступала бы заказчиком, а подрядная компания (группа компаний) выбиралась на тендерной основе. Нефтегазовые компании, не имеющие в своём

составе геофизики, могли бы выступать соинвестором в наиболее актуальных для них государственных проектах по критическим геофизическим технологиям.

Частные инвестиции. Геофизика постепенно становится привлекательным объектом вложения крупного частного отечественного капитала. Инвесторов впечатляют ежегодные темпы роста этого сегмента сервисного рынка (25-30% за последние 5 лет), несмотря на кризисы, санкции и колебание цен на нефть. Важным фактором является рост спроса со стороны нефтегазовых компаний на высокотехнологичные услуги, расширение спектра интегрированных услуг, включая ГРП, МГРП, шельф, ТРИЗ. В настоящее время рынок геофизического сервиса России составляет 200 млрд. руб., а к 2020 г. ожидается рост до 250-270 млрд. руб. Значительные резервы увеличения выручки связаны с возвращением российской геофизики на мировой сервисный рынок.

В заключении отметим, что санкции и меры по их преодолению являются хорошим импульсом для вывода российской геофизики на мировой уровень и глобальный рынок. Такой шанс нельзя упустить.

РОССИЙСКИЙ РЫНОК LWD. ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ.

Пасечник М.П., президент МОО ЕАГО, (г. Москва)

В конце 2014 – начале 2015 года на мировом нефтяном рынке произошли качественные изменения, которые предопределяют развитие нефтегазовой отрасли на годы вперед. Цена за баррель нефти Brent в средне- и долгосрочной перспективе, скорее всего, не повысится до уровня в \$120–140 США. В мировой нефтегазовой отрасли сложилась система сдерживания цен на нефть, когда при переходе за рубеж \$50 за баррель будут инициироваться сланцевые проекты, которые вновь опустят – за счет увеличения предложения – этот параметр в диапазон \$40–50.

Для российских нефтяников и газовиков эта ценовая ситуация вместе с введенными западными государствами санкциями означает дефицит инвестиционных средств и трудности с применением передовых технологических решений. Она уже привела к торможению реализации шельфовых добычных проектов и процесса ввода в промышленную эксплуатацию материковых месторождений.

Сопровождение бурения горизонтальных скважин – особый вид сервиса, который предоставляют далеко не все компании, т.к. это требует высококвалифицированного персонала и высокоточного сложного оборудования. Около 60% всего нефтяного сервиса находится под контролем ведущих мировых сервисных компаний.

По прогнозам аналитиков, количество операций LWD в России в физическом выражении до 2025 года может вырасти на 14%, до 8,2 тыс. в год, вследствие снижения количества скважин при одновременном увеличении популярности LWD в качестве замены традиционных операций ГИС на открытом стволе.

- Максимальный рост количества операций для MWD и LWD придется на 2017–2019 годы, т. к. на этот период запланировано начало разработки новых крупных месторождений в Большехетской впадине и в Эвенкии.

- В стоимостном выражении рост рынка составит 78% и к 2025 году достигнет 57 млрд рублей. Прежде всего это объясняется увеличением спроса на наиболее высокотехнологичные операции, связанные с горизонтальным бурением.

- На российском рынке сервиса MWD и LWD доминируют западные подрядчики в связи с их лучшей технологической оснащенностью и обширным международным опытом.

- На рынке значительную долю (более 13%) занимают небольшие независимые подрядчики, оказывающие услуги по телеметрии и каротажу во время бурения, использующие, как импортное оборудование, так и собственные наработки.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РЫНКА УСЛУГ MWD/LWD

В последнее десятилетие в области бурения произошли значительные изменения. С каждым годом повышается сложность работ и требований в области промышленной и экологической безопасности. Поэтому применение телеметрических систем обретает все больший вес на нефтесервисном рынке – исходя из получаемой информации можно

строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию скважин. Это позволяет существенно сократить, как сроки бурения, так и затраты.

Горизонтальное бурение, требующее качественных высокоточных телеметрических систем, становится все более популярным в РФ, т.к. оно повышает нефтеотдачу пластов. Лидерами по производству MWD/LWD систем являются зарубежные компании, они же – основные подрядчики оказывающие данные услуги при бурении скважин. Отечественные производители – небольшие по размеру компании.

Динамика рынка MWD/LWD услуг качественно повторяет динамику бурения с некоторыми особенностями, например операции по каротажу не так распространены в Восточной Сибири в связи с особенностями геологического строения (магматитами).

С учетом возрастания доли горизонтального бурения объем эксплуатационного бурения в период 2015– 2020 годов будет изменяться в диапазоне 19,2–23,2 млн м. При этом максимум годовых объемов бурения может выпасть примерно на 2017– 2019 годы. С 2017 года российские компании планируют ввести в промышленную разработку крупные нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения на территории ЯНАО, в Юрубчено-Тохомской зоне (Эвенкия), на каспийском и арктическом шельфе, а также нефтегазовые месторождения на территории полуострова Ямал.

Некоторого снижения годовых объемов в бурении можно ожидать в 2014–2016 годах, когда ввод новых месторождений не сможет компенсировать сокращение общего количества вводимых скважин по стране. Сокращение количества вводимых скважин может явиться следствием возрастания доли горизонтального бурения.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ КОМПАНИЙ – ПОДРЯДЧИКОВ НА РЫНКЕ СОПРОВОЖДЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ В КРАТКО- И СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

На российском рынке сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения и смежных с ним сегментах рынка нефтесервисных услуг и производства оборудования в последние несколько лет наметились следующие тенденции:

- усиление ценового давления на подрядчиков;
- поиск более простых и дешевых вариантов сопровождения бурения;
- резкое снижение кредитования и финансирования развития отечественных нефтесервисных компаний;
- появление малых и средних игроков на рынке сервиса MWD и LWD, которые комбинируют западную технику и отечественные наработки в области ПО и интерпретации данных.

Как на рынке нефтесервисных услуг, в том числе MWD и LWD, так и на рынке оборудования в 2015 году усиливалось давление заказчиков. По информации от представителей предприятий-поставщиков нефтесервисного оборудования практически единогласно оценивают соответствующие сегменты, как рынки заказчиков (покупателей). Это имело место как до кризиса, так и во время развития кризисных явлений в экономике. Упомянутое давление заказчиков на подрядчиков и поставщиков оборудования проявляется в двух областях: в ценовой политике и в финансовой дисциплине. В период кризиса заказчики стали принуждать поставщиков оборудования услуг сохранять цены (в рублях) 2016 года на уровне 2015 года и в отдельных случаях 2014 года или просто снижать стоимость услуг на определенный процент для оптимизации затрат добывающих компаний. Достигается это через

выбор победителей с наименьшими расценками на тендерах, а также посредством писем с требованием сохранить или снизить уровни расценок.

Помимо этого в 2015 году увеличился срок платежа – если раньше он составлял около 60 суток, то в настоящее время стал достигать до 90 суток.

Для выстраивания эффективной работы подрядчиков по MWD и LWD в настоящее время просматриваются следующие возможности:

- технологическое развитие, прежде всего в сфере обработки и интерпретации данных;
- оптимизация расходов и нормы прибыли;
- расширение перечня и качества предлагаемых услуг;
- разработка или доработка собственных образцов приборов для телеметрии и каротажа во время бурения;
- работа в соседних странах, в первую очередь в Казахстане.

Компаниям необходимо активно инвестировать в свое техническое перевооружение, чтобы стать сильными конкурентами на перспективном высокотехнологичном рынке горизонтального бурения и ЗБС. В противном случае им придется работать на сжимающемся рынке наклонно-направленного бурения.

Небольшие компании могут занять нишу на мелких месторождениях, количество вводов которых будет возрастать год от года и на которых с целью повышения нефтеотдачи будут применяться новейшие технологии.

На рынок MWD и LWD оказывают влияние санкции, введенные западными странами, и падение курса российского рубля. Это прежде всего проявляется в некотором оживлении в сфере отечественных разработок техники и ПО для MWD и LWD. При необходимости часть оборудования отечественными сервисными компаниями закупается через посредников, и поэтому проблем с комплектующими и запасными частями не наблюдается.

С точки зрения технологий отечественным предприятиям стоит обратить внимание и ориентироваться на успешные разработки западных компаний в данной области, таких как Schlumberger и Baker Hughes.

Как показал опрос отраслевых игроков, наибольшая проблема в сфере производства оборудования MWD/LWD состоит в его качестве. Существенного улучшения качества можно ожидать не ранее 2019– 2020 годов после реализации новых проектов, которые, в свою очередь, зависят от финансирования.

Больше всего разработок в сфере оборудования для MWD/LWD у ОАО «НПФ Геофизика», ОАО НПП «ВНИИГИС».

Несмотря на слабую развитость сегмента производства оборудования для MWD/LWD, отечественные производители готовы работать в этом направлении – предлагать рынку свои наработки, закупать оборудование для производства и активно взаимодействовать для

создания конкурентоспособного продукта при наличии заказов со стороны нефтегазовых компаний и инвестиций на основе государственно-частного партнерства.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИС — ОТ ОТКРЫТОГО СТВОЛА, ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН ДО ГЕОНАВИГАЦИИ, КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ

*В.Т. Перелыгин, В.Н. Даниленко,
Л.Е. Кнеллер, А.А. Сергеев (ПАО НПП "ВНИИГИС"),
А.В. Васильев (ООО НПФ "ВНИИГИС-ЗТК")*

ВНИИГИС является предприятием с богатой 60-летней историей, которое успешно занимается разработкой специальных и уникальных геофизических технологий исследования скважин. За последнее десятилетие ВНИИГИС совместно с организованными на его базе научно-производственными фирмами достиг значительных успехов в направлении повышения информативности создаваемых технологий.

Технологии ВНИИГИС для контроля нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов

Разработан и опробован в условиях нефтегазовых скважин 3-зондовый прибор импульсного каротажа, включающий зонды импульсного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам или зонды импульсного нейтронного гамма каротажа и спектрометрический зонд ГК. Эта аппаратура реализует стандартную технологию 2ИНГК (2ИННК), а также спектрометрию гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и нейтронной активации (НАК) для оценки элементного состава горных пород, включая массовое содержание водорода, хлора, кислорода и кремния, а также спектрометрию естественного гамма-излучения (СГК) с регистрацией радиоактивных элементов U, Th, K; аппаратура имеет внешний диаметр 76 мм, благодаря чему она может быть использована в скважинах малого диаметра, включая боковые и горизонтальные стволы.

Успешно прошла опытно-промышленное опробование в Пермском Крае инновационная разработка - двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73. За одну спуско-подъемную операцию аппаратура реализует широкий комплекс ЯГМ ГИС: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т.ч. углерод-кислородный (С/О) каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), нейтронный активационный каротаж (НАК) и может заменить используемый комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа для проведения ГИС в обсаженных скважинах малого диаметра.

Разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура спектрометрического нейтронного гамма каротажа, реализующая методы 3СНГК+2ННК+СГК, обладает высокими технологическими возможностями. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов, определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

На основе зондирования, осуществляемого с помощью аппаратуры КСПРК-Ш, реализуется технология диагностики нетрадиционных коллекторов.

Пространственные методы исследований околоскважинного пространства

Во ВНИИГИС продолжаются работы по совершенствованию скважинной сейсмической аппаратуры в плане повышения функциональности, термостойкости (175-200°C), и использования ее совместно с наземной сейсморазведкой 2Д и 3Д. Расширяется круг задач, решаемых ВСП, не только по изучению структуры околоскважинного пространства, но и по контролю за гидроразрывом пластов, выделению застойных зон нефти в обводненных месторождениях, а также при проектировании мест заложения нагнетательных скважин при эксплуатации месторождений.

ВНИИГИС совместно с ГИТАС первые в России проводят работы методом обращенного годографа (МОГ ВСП), специфика которого позволяет изучать структуру околоскважинного пространства по всему интервалу исследования с его подзабойной частью включительно. Система наблюдений при проведении работ МОГ ВСП заключается в перемещении положений пунктов взрыва при фиксированном положении пунктов приема - приемников (от 8 до 100 зондов). По сравнению с работами непродольного ВСП модификация МОГ ВСП позволяет обеспечить более высокое соотношение сигнал-шум и существенное сокращение времени при проведении полевых работ, простоя скважины в 2 раза и увеличение эффективности работ в 2 раза. Всего наработано более 8 объектов, в том числе есть опыт работы в структурах Роснефти.

Для выявления в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов большое значение приобретает оценка пространственной ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве. Во ВНИИГИС разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Электрический сканер позволяет выделять интервалы трещиноватости и в комплексе с имиджерами FMI (FMS, EMI) отличать вторичную (технологическую) трещиноватость от глубоких возможно насыщенных трещин. Созданный во ВНИИГИС индукционный наклономер удовлетворяет требованиям большой глубинности исследований и надёжного выделения крутопадающих трещин. Наклономер НИПТ-1 непрерывно сканирует околоскважинное пространство с помощью вращающегося вертикального измерительного зонда. Он «видит» слои горных пород и трещины на глубине до 0,5 м и даже те трещины, которые не пересекают ствол скважины и проходят мимо ствола.

Технологии ВНИИГИС для исследования и добычи трудноизвлекаемых запасов

Проблемы, возникающие при заканчивании скважин на этапах разобщения пластов и вторичного вскрытия пласта в сложных геолого-технических условиях, позволяют относить эту ситуацию как проблему трудноизвлекаемых запасов. Во ВНИИГИС разработана технология вибрационного воздействия на тампонажную смесь в процессе цементирования скважин, создаваемого дебалансным вибратором на каротажном кабеле ВЭМС-Д.

Положительные результаты работ, проведенных вибраторами ВЭМС-Д на месторождении Шанли КНР и 20 скважинах месторождения Узень Казахстана свидетельствуют об эффективности метода и эксплуатационной надежности аппаратуры.

Очевидна необходимость использования после проведения вибрационного воздействия «щадающих» методов вторичного вскрытия, одним из которых является сверлящая перфорация приборами на кабеле. Во ВНИИГИС разработан аппаратный ряд сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСР-2, ПГСР-3 позволяющий решать широкий спектр задач при вводе в эксплуатацию и ремонте скважин. Для вскрытия карбонатных коллекторов с ухудшенными фильтрационными свойствами и продуктивных объектов с глубокой зоной колюматации в настоящее время разработан и проходит производственные опробования сверлящий перфоратор ПГСР-3 позволяющий выполнять более протяженные каналы диаметром 20 мм, глубиной до 300 мм. Логическим продолжением является разработка малогабаритного

перфоратора, предназначенного для вскрытия боковых отводов, забуриваемых в скважинах старого фонда и бурящихся скважин, обсаженных трубами диаметром 114, 127 и 140 мм.

Гидродинамический каротаж приборами на кабеле, опробование пластов и сверлящие керноотборники

На сегодняшний день, ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10. Совместно с АО НПФ «ГИТАС» разрабатывается аппаратура ГДК с откачкой пробы загрязненного флюида - ОИПК-3. В настоящее время опытный образец ОИПК-3 проходит стендовые испытания.

Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет пробоотборники ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65. Для проведения ГДИС в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25.

Дальнейшее развитие получил автономный пробоотборник ПГМ-36-300А для горизонтальных и наклонных скважин. Эти пробоотборники в специальных контейнерах крепятся между трубами НКТ, затем при помощи наземного ремонтного оборудования связка труб НКТ и пробоотборников спускается в интервал испытания или добычи продукции. Отбор представительной пробы в межколонном пространстве, обеспечивается пробоотборником ПГМ-28-300, который имеет внешний диаметр корпуса 28 мм. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке, или крепится в байпасе.

Для повышения информативности и качества образцов горных пород, отбираемых сверлящими керноотборниками, а также обеспечения соответствия их размерности стандарту исследования керна колонкового бурения разработан и проходит испытания сверлящий керноотборник СКТ-3М2, предназначенный для отбора образцов диаметром 30 мм длиной до 55 мм. Как логическое продолжение ведется разработка керноотборника для отбора образцов керна диаметром 38 мм. Учитывая современные тенденции и ежегодное увеличение объемов строительства скважин малого диаметра разработан и готовится к производству опытный образец малогабаритного сверлящего керноотборника МСК предназначенного для исследования скважин диаметром от 142 мм до 170 мм.

Контроль технического состояния нефтегазовых скважин

Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получили разработанные во ВНИИГИС электромагнитные дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42, а также дефектоскопы МИД-К. В частности, в Китай поставлен 51 прибор этого типа в обычном и модульном исполнении.

Электромагнитные дефектоскопы МИД-К обеспечены современной телеметрической системой, позволяющей передавать большие объемы информации с высокой точностью измерений. МИД-К включают осевой зонд Z, два поперечных зонда (X, Y), зонд ГК и термометр. Аппаратура позволяет определять толщину первой и второй колонн, дефекты, интервалы коррозии и перфорации в двухколонных конструкциях, она используется для мониторинга технического состояния обсадных колонн и НКТ на подземных хранилищах газа (ПХГ) и нефтегазовых скважин.

Особую актуальность в трёхколонных конструкциях приобретает проблема отдельного выделения дефектов и определения толщины стенок в первой, второй и третьей колоннах. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвёртой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473 - 508 - 610 мм. В ПАО НПП «ВНИИГИС» проводятся работы по решению этой задачи.

На основе электромагнитного дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42 разработан прибор ЭМДС-З с повышенной глубиной исследований. Разработан также новый прибор для контроля технического состояния скважин с 4-х колонной конструкцией МИД-К. Для обследования скважин на стадии капитального ремонта после извлечения насосно-компрессорных труб и скважин с НКТ большого диаметра разработаны приборы ЭМДС увеличенного диаметра до 48 мм и 58 мм.

В последние годы проведены исследования и разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы с азимутальным и радиальным разрешением: МИД-К-ГК-С, МИДС-К-100. В различных модификациях аппаратуры используется от 4 до 12 датчиков.

По заданию компании Vanguard из Омана в ПАО НПП "ВНИИГИС" был разработан и изготовлен комплексный прибор ТСМ-2-120. Аппаратура ТСМ-2-120 состоит из двух модулей: модуля электромагнитного дефектоскопа и модуля волнового акустического каротажа и шумометрии. В целях обеспечения экологической безопасности эксплуатации газовых месторождений, оценки технического состояния работающей газовой скважины, в НПФ "ГИТАС" совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная малогабаритная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП. Разработана также технология мониторинга изменения газонасыщенности подземных объектов хранения газа на основе метода переходных процессов с периодической передачей информации в центр наблюдений.

Технология глубинного промышленного мониторинга разработки месторождений

В настоящее время системы геофизического контроля процесса добычи нефти получили новый стимул к развитию в связи с повсеместным применением совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Для достижения данной цели была разработана телеметрическая система гидродинамических исследований скважин ТМС ГДИС «Арлан», позволяющая проводить отбор необходимых данных в режиме он-лайн с помощью геофизических датчиков, размещенных на подземном добывающем оборудовании. Технология позволяет вести мониторинг ключевых параметров пласта без извлечения оборудования из скважины, с формированием архивных данных на сервере. Технология была применена на месторождениях ОАО «Роснефть» и «РН-Удмуртнефть».

Сопоставление результатов по данным групповых замерных установок (ГЗУ) и ТМС ГДИС "Арлан" позволяет сделать вывод, что технология, реализуемая телеметрической системой "Арлан" производит мониторинг данных на более высоком уровне.

Информационное обеспечение проводки горизонтальных и наклонно направленных скважин

Забойные телеметрические системы на основе беспроводного электромагнитного канала связи, разработанного во ВНИИГИС, прочно заняли свою нишу при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин и эксплуатируются и производятся многими организациями почти 30 лет. Совместно с малыми предприятиями разработан и успешно используется ряд телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров, таких как ЗИС-4МЭ, Азимут-4-108, ЗТМ-172, ЗТС-42-ЭМ, ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи и несколькими модификациями наддолотных модулей, позволяющими проводить измерения в процессе бурения вблизи долота.

Совместно с ООО НПФ «Горизонт» разработана и проходит производственные испытания модульная телеметрическая система «Азимут 4-108», измеряющая в процессе бурения инклинометрические параметры, угол положения отклонителя и естественную радиоактивность горных пород (ГК). Телесистема имеет возможность подключения дополнительного модуля многозондового бокового каротажа, радиоактивного каротажа и

наддолотного модуля, что повышает эффективность оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе.

Для решения задач геонавигации совместно с ВНИИГИС-ЗТК разработан и проходит промышленное опробование в течение 2-х последних лет модуль индукционного каротажа по методу переходных процессов (МИК-МПП-ПБ). Модуль работает в составе телесистемы ЗТС-42-ЭМ и позволяет измерять в процессе бурения удельное электрическое сопротивление вскрытых долотом пород. Разработан и успешно прошел промышленные испытания модуль радиоактивного каротажа (РК) для проведения исследований методами нейтронного гамма каротажа и двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам в процессе бурения, который позволяет определить пористость горных пород. Включение модуля РК в состав телесистемы ЗТС -42 ЭМ превращает ее в систему LWD.

Следующим этапом развития техники получения данных в непосредственной близости от забоя явилось создание забойного двигателя со встроенным в нижней части модулем, измеряющим зенитный угол, скорость вращения вала забойного двигателя и осуществляющим пространственно-ориентированный гамма-каротаж и каротаж «кажущегося» сопротивления. Работа выполнена совместно с ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» - ведущим российским производителем забойных двигателей. Изготовлены и испытаны на скважинах два типоразмера двигателей со встроенным модулем геофизических и технологических параметров – ДРЗ-106.ТС и ДРЗ-120.ТС.

Телесистемы с электромагнитным каналом связи эффективно используются ВНИИГИС-ЗТК на Ашальчинском месторождении в Татарстане для бурения параллельных скважин при добыче битума. Пробурено более 20 скважин. По заданию ТатНИПИнефть НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработал электромагнитный маяк и технологию, которые позволяют проводить второй ствол точно над первым, для перемещения маяка по нижнему стволу во время бурения верхнего ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработал упрощенный трактор для движения в обсадной трубе диаметром 168 мм.

НОВЫЕ ПРИБОРЫ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.

*Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Николаев Н.А., Пермяков Г.С.,
Сакаев Р.Ш., Морозова Е.А. (ООО НПФ “ГеоКИП”).*

В научно-производственной фирме “ГеоКИП” разработан ряд новых приборов индукционного каротажа (ИК) диаметром от 42 до 76 мм, предназначенных для исследования нефтегазовых и рудных скважин. По сравнению с ранее выпускавшейся аппаратурой ИК за счет совершенствования конструкции зондов индукционного каротажа, удалось уменьшить основную погрешность измерений до 3%, расширить динамический диапазон измерения удельного электросопротивления (УЭС) горных пород с 0,4 до 300 Ом*м, повысить термобаростойкость аппаратуры, и сократить затраты, сроки и себестоимость изготовления индукционных приборов.

Все ниже перечисленные индукционные зонды являются трехкатушечными и работают на частоте 50 кГц.

Для исследования сильно наклонных и субгоризонтальных скважин используется двух, четырех и пятизондовая автономная аппаратура индукционного каротажа 2ИК-45, 4ИК-45, 5ИК-45, с максимальным диаметром 46 мм. При этом автономная малогабаритная аппаратура ИК помещается в промывной стеклопластиковый контейнер и может комплектоваться индукционным резистивиметром, предназначенным для определения УЭС промывочной жидкости в стволе скважины.

Для исследования бурящихся скважин комплексами на кабеле разработан транзитный модуль индукционного каротажа 4/5ИК-76. Модуль содержит четыре или пять трехкатушечных зондов ИК, индукционный резистивиметр оригинальной конструкции и канал измерения ПС.

Разработан прибор многокомпонентного индукционного каротажа 6ИК-45, который содержит 4 продольных зонда ИК и два поперечных зонда длиной 1, 2 метра. Модуль 6ИК-45 позволяет определять УЭС анизотропных пластов в разрезе скважины.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО КАРОТАЖНОМУ КАБЕЛЮ

Пружинин И.А. (аспирант Университета «Дубна»)

При определении геологических характеристик проводятся разнообразные электрические, ядерно-физические, термометрические и другие измерения физических параметров с использованием различных приборов, спускаемые в скважину на грузонесущем каротажном кабеле. По этому кабелю осуществляется питание, управление и передача информации на поверхность. Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, позволяющей за один спуск-подъем измерить множество различных параметров. Применение современных сканирующих приборов акустического, микроэлектрического и ультразвукового каротажа, в свою очередь, существенно увеличило требования к пропускной способности канала связи.

Высокочастотный информационный сигнал, проходящий через каротажный кабель, подвергается искажению и ослаблению под действием сопротивления и емкости кабеля. При этом степень искажения зависит как от длины линии каротажного кабеля, так и от частоты и типа модуляции информационного сигнала, что существенно ограничивает используемую полосу частот при передаче информации.

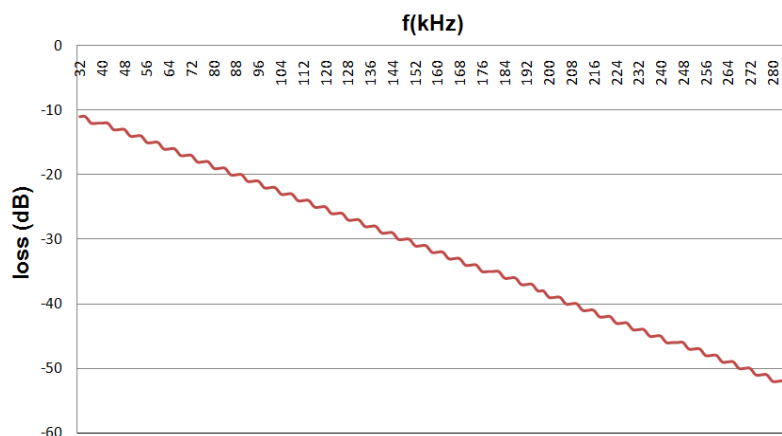


Рис 1. Амплитудно-Частотная характеристика затухания каротажного кабеля длиной 5 км.

В данной работе проводится оценка необходимой пропускной способности канала связи для передачи данных от акустического сканера-телевизора, дан обзор использующихся в данный момент технологий передачи информации по геофизическому кабелю.

Из технических характеристик следует, что акустический сканер производит измерение 128-ми волновых картин за один оборот, каждая такая картина содержит 256 отсчетов. Скорость каротажа с минимальным шагом 2см составляет 60м/час. Что примерно соответствует, скорости каротажа 2см/сек. Таким образом, если считать что каждый отсчет занимает 2байта, прибор производит 524288 бит информации в секунду без учета сервисной информации. Мы упростили ситуацию, не рассматривая возможность сжатия данных волновой картины, но в целом данный пример хорошо иллюстрирует объем трафика от подобной скважинной телеметрической системы.

На данный момент, традиционно используемая аппаратура передачи данных по каротажному кабелю использует двухуровневый код с автосинхронизацией Манчестер-II, что позволяет передавать данные на скорости 100кбит/с. Такая кодировка позволила отказаться от необходимости учитывать полярность посылаемого сигнала, так как информация хранится не в значениях напряжения сигнала, а в его изменении – такой же уровень сигнала или отличается от предыдущего значения, что делает синхронизацию проще. Так как переход между уровнями происходит, по меньшей мере, один раз за передаваемый бит – это позволяет приемнику синхронизироваться с потоком данных.

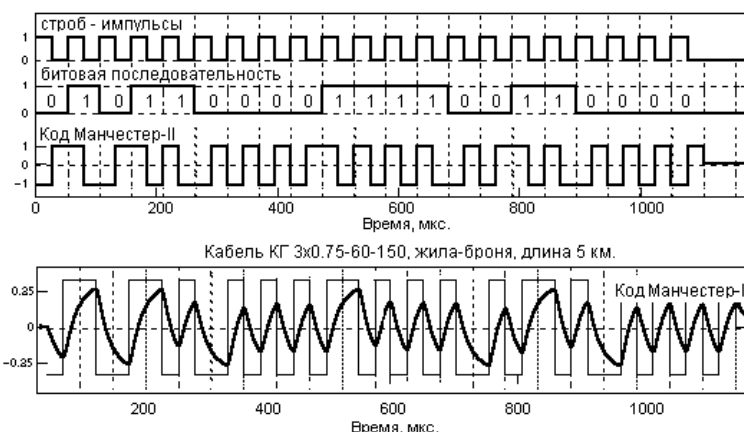


Рис 2.
битовой

Представление

последовательности кодом Манчестер-II и форма импульсов кодовой последовательности на выходе каротажного кабеля.

По мере развития методов цифровой модуляции они начали применяться и в геофизических исследованиях скважин на каротажном кабеле. С начала 90х годов, распространение получают системы с использованием одной несущей частоты на основе модуляции **QAM**, при которой информационный символ передается изменением амплитуды и фазы несущего колебания

$$S(t) = I(t)\cos(2\pi f_0 t) + Q(t)\sin(2\pi f_0 t)$$

Используются две копии одной несущей, сдвинутые на 90 градусов, что в итоге, представляет собой изменение амплитуды и фазы несущей частоты. К примеру, для сигнала, модулированного QAM16, каждый информационный символ содержит 4 бита. Два бита передаются посредством изменения фазы и еще два изменением амплитуды.

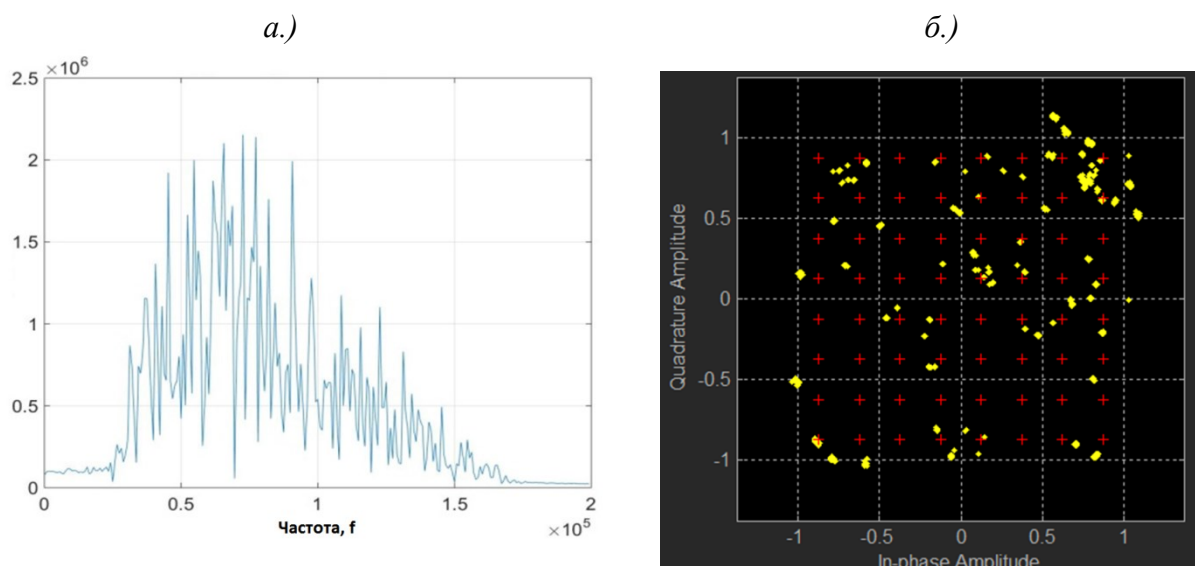


Рис 3. а.) Спектр модулированного QAM64 сигнала после прохождения в кабеле 5 км.
б.) Созвездие QAM64 построенное без коррекции искажений, вносимых кабелем.

В настоящее время разработаны системы, передающие данные со скоростью 500кбит/с с применением модуляции QAM64. Основная сложность построения систем на основе модуляции QAM с одной несущей – необходимость построения сложного эквалайзера во временной области для коррекции искажений, вносимых кабелем, вследствие широкой полосы частот занимаемой передаваемым сигналом.

В последнее время растет интерес к внедрению в нефте-газодобывающую индустрию, технологий связи прочно завоевавших свое место на современном рынке телекоммуникационных услуг. Появляется аппаратура передачи данных, использующих передачу данных на нескольких десятках несущих или «мультиплексирование с ортогональным частотным разделением каналов» (OFDM), которое применяется в коммерческом оборудовании стандарта ADSL. Вся используемая полоса делится на полосу для передачи данных от абонента «UPSTREAM» и к нему «DOWNSTREAM», модуляция QAM4...16 осуществляется в каждом частотном канале (на каждой «поднесущей») с помощью обратного преобразования Фурье.

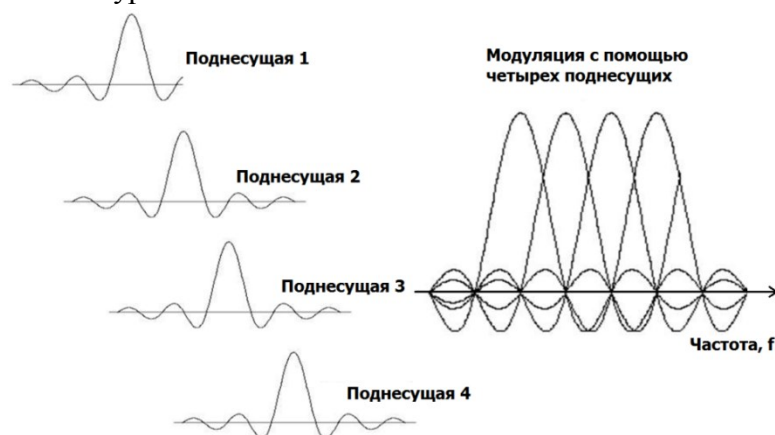


Рис 4. Спектр OFDM модулированного сигнала, использующего четыре поднесущие частоты.

При использовании семижильного кабеля и коррекции перекрестных помех от соседних пар удается достичь скорости передачи данных порядка 2Мбит/с. Ввиду того что каждый частотный канал представлен занимает «узкую» полосу частот значительно упрощается (или полностью отсутствует) фильтр-эквалайзер. Сигнал во временной области складывается из множества поднесущих, в результате обратного преобразования Фурье передатчика, что негативно влияет на отношение пикового значения к усредненному (пик-фактор или PAPR) и не позволяет эффективно использовать выходной усилитель передатчика.

Наряду с совершенствованием технологий связи в этой области, появляются публикации об использовании так называемых гибридных грузонесущих каротажных кабелей, содержащих не только привычные токопроводящие жилы, но и несколько оптических волокон. Для разработки аппаратуры передачи информации используется сравнительно новая техника - «оптическое мультиплексирование с ортогональным частотным разделением каналов» (**O-OFDM**), которая сочетает преимущества передачи информации по оптоволокну и традиционной технологии **OFDM**, что позволяет достигать скорости в несколько гигабит в секунду. Что позволяет бороться как с влиянием дисперсии света в оптоволокне и поляризационной модовой дисперсии, основными факторами, уменьшающими скорость передачи в оптоволокне.

Выводы:

1. Традиционно используемые методы передачи данных на основе кода Манчестер-II не удовлетворяют потребности в передаче данных от современных сканирующих скважинных приборов.
2. С помощью разработки аппаратуры с применением новых методов цифровой модуляции с применением одной или нескольких несущих удастся существенно повысить скорость передаваемой информации.
3. При проведении геофизических исследований скважин начинают применяться принципиально новые методы передачи данных с использованием специализированного кабеля с оптоволокном что выводит технику передачи данных на совершенно новый уровень. Однако, ввиду дороговизны, эта технология будет долго недостижима для повседневного широкого использования.

Литература:

Давыдов А.В., Мамлеев Т.С. Частичная деконволюция импульсного отклика каротажного кабеля. Известия Уральской государственной горногеологической академии. Вып. 15. Серия: Геология и геофизика, 2002

Акустический сканер-телевизор, URL:<http://www.kngf.org/services/otsenka-tekhnicheskogo-sostoyaniya-skvazhin/akusticheskiy-skaner-televizor-ast/>, (дата обращения 04.11.2016)

Thanh Tran, Wei Sun, Jianqiang Zeng, Boguslaw Wiecek. High-Bitrate Downhole Telemetry System. DOI: 10.1109/ISPLC.2015.7147628

Renze Luo, Yonghua Ge, and Jiao Yang. High-speed Downhole Transmission System and Its Synchronization Algorithm Based on Optical OFDM. Journal of Communications Vol. 9, No. 1, January 2014

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ВНЕДРЕНИЮ
НОВОЙ АППАРАТУРЫ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ПАО «АНК «БАШНЕФТЬ» В 2016**

Автор: О.Р. Привалова, БашНИПИнефть

Повышение эффективности добычи нефти подразумевает оптимизацию затрат на строительство и эксплуатацию скважин. Мировая тенденция в этом направлении – сокращение времени на ГИС с использованием комплексных приборов и применение высокотехнологичных методов. Дополнительный источник оптимизации для российских компаний – импортозамещение. Таким образом, одна из задач состоит в повышении информативности геофизических исследований.

С целью оценки эффективности новой ГИС-аппаратуры в 2016г были проведены опытно-промышленные работы прибором МнБК (метод 5БК) в скважинах ПАО «АНК «Башнефть». Метод позволяет определять УЭС пласта, зоны проникновения и размер зоны проникновения.

Опытные работы проведены в 10 скважинах, из них в 6 - на кабеле, в 4 – на трубах; замеры проведены при различных типах промывочной жидкости с различной минерализацией и УЭС. Скважины подбирались с оптимальными условиями вскрытия пласта. В рамках ОПР сопоставлялись исходные замеры и результаты интерпретации методов БКЗ, ИК, БК, 2БК, 5БК. Исследованиями охвачены отложения различной литологии и стратиграфии, мощные и с тонким переслаиванием, различного насыщения. Диапазон удельных сопротивлений исследованных пород составил от 1 до нескольких десятков тысяч омм.

Сравнительный анализ показал:

- Метод 5БК имеет лучшую вертикальную разрешающую способность, чем ИК, БК, БКЗ прибора К1;
- позволяет выделить интервалы меньшей мощности;
- Значения 5БК в водонасыщенных песчаниках ниже по сравнению с БК, что позволит использовать данные для оценки переходной зоны;
- верхний предел измерения УЭС у прибора 5БК выше, чем у БК;

Выявлены важные моменты в методике интерпретации, несоблюдение которых снижает информативность обработки:

- при расчете кажущихся УЭС необходимо корректное введение поправок за диаметр скважины и УЭС бурового раствора.
- электрические границы должны коррелироваться с литологическими;
- для корректных расчетов и наилучшей достоверности указывать возможный радиус зоны проникновения для коллекторов и отсутствие зоны проникновения в непроницаемых интервалах;

Относительные расхождения показаний 5БК и БК не превысили 7% при замерах на кабеле. Каротаж на трубах имеет расхождения до 20% и требует дополнительной методической проработки.

Вывод.

По результатам ОПР метод 5БК рекомендован для промышленной эксплуатации.

**«АППАРАТУРА РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА ФГУП «ВНИИА» НА
ОСНОВЕ НЕЙТРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ» ЗВЕРЕВ В. И. ФГУП «ВНИИА» (МОСКВА)**

Сегодня ВНИИА - одно из наиболее динамично развивающихся предприятий Госкорпорации «Росатом». Геофизическая тематика традиционно, с 60-х годов прошлого века, находится в числе передовых направлений института.

Производственные мощности ВНИИА и постоянно модернизируемое производственно-техническое оснащение позволяют полностью обеспечить нефтегазовую отрасль РФ современными аппаратными комплексами радиоактивного каротажа, решая одновременно задачи импортозамещения и замены радиационно опасных изотопных источников. Переход от таких источников к управляемым нейтронным источникам становится всё более насущной необходимостью в связи с ужесточением требований радиационной безопасности.

В рамках реализации Программы ГК «Росатом» на базе генераторов нейтронов для нефтегазовой отрасли страны создан ряд комплексов новой каротажной аппаратуры, предназначенной для разведки и разработки нефтегазовых месторождений, а также аппаратуры, применяемой при строительстве скважин, включая аппаратуру каротажа в процессе бурения.

Среди этих комплексов:

Аппаратурно-программный комплекс АИНК-89С-2

Комплекс предназначен для определения элементного и минералогического состава горных пород, пористости, сечения захвата тепловых нейтронов, концентраций естественных гамма-излучателей пород и текущей нефтенасыщенности коллекторов, а также объёмной плотности исследуемых пород с использованием методов ИНГК-С и ГК-С.

В скважинном приборе используются уникальные гамма- детекторы высокого разрешения на основе сцинтилляторов бромида лантана (LaBr_3) и нейтронный генератор с высокой интенсивностью быстрых нейтронов и увеличенным ресурсом работы.

АИНК-89С-2 представляет собой комплексный прибор, состоящий из модуля ГК-С и модуля ИНГК-С, что позволяет максимально полно использовать информационный потенциал всего комплекса радиоактивных методов в одном скважинном приборе. Комплекс позволяет проводить геофизические исследования и в открытом стволе, и в обсаженных скважинах диаметром от 126 мм.

Аппаратурный - программный комплекс АИНК-73С-2

Комплекс представляет собой каротажный прибор, состоящий из модуля импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа (ИНГК-73С-2) и модуля гамма-спектрометрического каротажа естественной радиоактивности (ГК-73С), соединенных между собой карданом. Комплекс предназначен для определения элементного состава, пористости и нефтенасыщенности исследуемого пласта, объёмной плотности породы, прежде всего, в боковых наклонных обсаженных скважинах, а также в необсаженных скважинах с внутренним диаметром не менее 89 мм.

Так же как в АИНК-89С-2 проведение ГИС аппаратурой АИНК-73С-2 позволяет осуществить литологическое расчленение разреза, определить ёмкостные характеристики

пород и оценить объемную плотность, характер текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов через обсадную колонну.

Аппаратурно-программный комплекс АИНК-43-600

Для замены аппаратуры с изотопным источником нейтронов разработан аппаратурно-методический комплекс малого диаметра на основе портативного нейтронного генератора для определения нейтронной пористости методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа - АИНК-43-600. Комплекс предназначен для исследования разрезов нефтегазовых скважин в открытом стволе, в обсаженных скважинах, в том числе через НКТ, и подземных хранилищ газа. Прибор состоит из блока излучателя с генератором нейтронов ИНГ-08 на газонаполненной нейтронной трубке и блока регистрации с кассетными счетчиками медленных нейтронов.

За счет нейтронного генератора с повышенной стабильностью, большим ресурсом работы (800 ч) и детекторов с малым «мертвым временем» (менее 1 мкс) этот комплекс обладает повышенной точностью измерения характеристик горных пород по сравнению с аппаратурой предыдущего поколения.

Аппаратура АИНК-43-600 предназначена для определения времени жизни тепловых нейтронов и водонасыщенной пористости.

Аппаратурно-программный комплекс СМИС-120Б

Создана система многопараметрических исследований скважин в процессе бурения СМИС-120-Б для геонавигационной проводки скважин с использованием импульсного нейтронного генератора. Состав комплекса: модуль индукционного каротажа ВИКПБ-120-Б, модуль пульсатора-генератора МПГ-120-Б, модуль управления пульсатором МУП-120-Б, модуль ИНГК-С-120-Б, модуль памяти и измерения МПИ-120-Б и модули питания.

Основное назначение комплекса - оперативный контроль положения низа бурильной колонны при проводке наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин, а также получения геофизических параметров скважин непосредственно в процессе бурения с передачей необходимых данных для коррекции траектории ствола на поверхность по гидроканалу.

Наличие модуля спектрометрического нейтронного каротажа ИНГК-С-120-Б позволяет одновременно записывать в память каротажную информацию для последующего определения элементного и минералогического состава горных пород, пористости, сечения захвата тепловых нейтронов и нефтенасыщенности коллекторов.

Комплекс находится в завершающей стадии разработки на этапе опытно-производственных испытаний и после их окончания в этом году будет предложен для внедрения.

Аппаратурно-программный комплекс СМИС-102А

Другое направление работ в области радиоактивного каротажа связано с созданием нейтронного модуля для автономной бескабельной аппаратуры на бурильных трубах СМИС-102-А.

Каротажный комплекс включает: модуль высокочастотного каротажного зондирования ВЭМКЗ-20-102-А, модуль инклинометрический с датчиками ориентации И-102-А, модуль бокового электрического зондирования БК-102-А, модуль резистивиметра и гамма-каротажа естественной радиоактивности МРГК-102-А, а также модуль импульсного нейтронного гамма

спектрометрического каротажа ИНГК-С-102-А и модуль памяти и питания. Комплекс предназначен для геофизических исследований открытого ствола горизонтальных и наклонно-направленных скважин, диаметром 120-245 мм, бурящихся на нефть и газ, как при спуске, так и при подъеме комплекса. Доставка комплекса на забой осуществляется на буровом инструменте.

Преимуществом данного комплекса является выполнение геофизических исследований за один спуско-подъем модулями инклинометрии, гамма-каротажа естественной радиоактивности, удельной электрической проводимости и импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа. Комплексование методов приводит к экономии спуско-подъемных операций и исключает необходимость взаимной увязки каротажной информации разных методов, что облегчает процесс интерпретации.

Аппаратура нейтронного каротажа АИНК-34

Для решения задач определения положения ГВК и ГНК в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин с лифтовыми трубами малого диаметра был разработан малогабаритный комплекс АИНК-34. Малый диаметр скважинного прибора (34мм) позволяет проводить исследования межтрубного пространства и исследования при высоких давлениях на устье скважин.

Прибор состоит из блока излучателя с генератором нейтронов ИНГ-11 на вакуумной нейтронной трубке и блока регистрации с кассетными счетчиками медленных нейтронов.

Исследования проводятся для определения текущей нефтегазонасыщенности и контроля обводнения нефтяных и газовых пластов в процессе их разработки.

В дополнение к представленной аппаратуре радиоактивного каротажа во ВНИИА разработан вспомогательный комплекс рентгеновского контроля, обеспечивающий диагностику различных видов скважинной аппаратуры и иного оборудования, а также аппаратура мониторинга намагниченности бурового оборудования и его размагничивания при необходимости.

РАЗВИТИЕ АППАРАТУРЫ И МЕТОДИКИ КОНТРОЛЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

*Машкин К.А., Коротченко А.Г., Сафонов П. А., Огнев А. Н., Гайнетдинов Р.Г.
ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО» (г.Октябрьский)*

Производственные работы с применением комплекса ядерно-физических методов геофизических исследований скважин (ЯФМ ГИС) в ПАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» ведутся с конца 90-х годов прошлого века. За это время исследовано большое количество скважин и получен обширный опыт таких исследований, который показывает, что информативность комплекса находится на уровне 80-90% подтверждаемости. При этом подтверждаемость, как правило, оценивается заказчиком путем сопоставления полученного по результатам каротажа значения коэффициента текущей нефтенасыщенности с итогами освоения и работы скважины.

В настоящее время аппаратурно-методический комплекс, включающий спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (или С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК) успешно используется в производственных условиях для оперативного решения широкого круга геологических задач в эксплуатационных скважинах нефтегазовых месторождений различных регионов России, ближнего и дальнего зарубежья.

Являясь безальтернативным средством количественного определения коэффициента текущей нефтенасыщенности в обсаженных скважинах в условиях присутствия пресных закачиваемых или пластовых вод, комплекс имеет определенные ограничения. Они связаны с глубиной методов, следовательно, с наличием кавернзности, глубокой зоны проникновения бурового раствора. Также комплекс имеет ограничения по пористости коллекторов, связанные со значительным увеличением погрешности методов с снижением пористости исследуемых пластов.

Так, средняя глубина комплекса оценивается в пределах 30-40 см. Комплекс значительно теряет информативность при наличии каверн более 300 мм по диаметру скважины, а также зоны проникновения бурового раствора в таких же пределах. Информативность комплекса значительно снижается и при пористости коллекторов менее 5%.

Эффективность комплекса имеет прямую зависимость от качества подготовки скважин к проведению ГИС. При проведении каротажа после цементирования во вновь бурящихся скважинах необходимо время на расформирование зоны проникновения бурового раствора порядка семи суток. При проведении каротажа в открытом стволе желательно бурение на полимерных растворах с меньшим проникновением в пласты-коллекторы. При проведении каротажа в эксплуатируемых скважинах необходима предварительная тщательная промывка скважины. В интервалах перфорации при интенсивной обработке скважины информативность комплекса также значительно снижается. Технологичность проведения работ комплексом снижена и необходимостью выполнения двух спускоподъемных операций аппаратурой различных методов.

В связи с тем, что вышеперечисленные условия по подготовке скважин не всегда могут быть выполнены в полном объеме, существует необходимость дальнейшего развития аппаратурно-методической базы комплекса.

В развитие рассматриваемого комплекса ЯФМ, реализуемого в настоящее время аппаратурой С/О-каротажа типа ЦСП-С/О-90 в связке с модулем SGK типа ЦСП-ГК-С-90 и прибором ИНГК/ИННК типа ЦСП-2ИНГК-43М, разработана и опробована новая аппаратура ЦСП-2ИМКС-73 (цифровой скважинный прибор двухзондовой импульсной многоканальной спектроскопии малого диаметра).

Прибор разработан при финансовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям).

Новая аппаратура ЦСП-2ИМКС-73 реализует все перечисленные методы стандартного комплекса ЯФМ за одну спускоподъемную операцию при большей скорости каротажа, что позволяет на 20-30% сократить время проведения работ на скважине. Прибор имеет диаметр 75 мм против 100 мм у применяемой аппаратуры стандартного комплекса ЯФМ, т.е. может использоваться для проведения ГИС в боковых стволах и хвостовиках, обсаживаемых, как правило, колонной меньшего, по сравнению с основным стволом, диаметра.

Основные направления модернизации новой аппаратуры связаны с увеличением числа регистрируемых параметров, увеличением разрешения регистрируемых энергетических и временных спектров, с выполнением зондирования по измеряемым параметрам в радиальном направлении, что в конечном итоге значительно расширяет информативность исследований по основным определяемым параметрам: коэффициенту текущей нефтенасыщенности и коэффициенту текущей газонасыщенности пластов-коллекторов.

Методическое и программное обеспечение обработки и интерпретации базируется на существующем программно-методическом обеспечении комплекса ЯФМ, однако оно значительно расширено в связи с новыми возможностями разработанной аппаратуры. Реализован одновременный алгоритм обработки энергетических и временных спектров, характеризующих скважинную и пластовую зоны исследования по двум зондам с детекторами на основе кристаллов с более высокой эффективностью и увеличенным, по сравнению с аналогами, объемом. Применение более эффективных и обладающих более высокой температуростойкостью и быстродействием по сравнению с ВГО детекторов на основе кристаллов $\text{LaBr}_3(\text{Ce})$ позволило получать более разрешенные спектры гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ), что в конечном итоге повышает статистику и эффективность регистрации геофизических параметров и нейтронных характеристик горных пород и насыщающих их флюидов. Применение генераторов нейтронов с перестраиваемой частотой позволяет значительно снизить наложение спектров, что также повышает эффективность результатов исследований.

Таким образом, применение новых принципов построения аппаратуры и методических приемов обработки результатов ГИС дает возможность исследования и учета скважинной составляющей разреза, что позволяет частично снять существующие ограничения комплекса.

Опытные работы с аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73 проведены в эксплуатационной скважине одного из нефтегазовых месторождений на территории Пермского края. Исследуемый интервал глубин относится к терригенным пластам Тульского и Бобриковского горизонтов и карбонатным пластам Турнейского яруса. Пористость терригенных коллекторов находится в интервале от 15 до 27%, карбонатных коллекторов в интервале от 8 до 15%. Исследования проводились, в том числе, в интервале перфорации.

Работы производились в два этапа:

- на первом этапе проведены исследования стандартным комплексом ЯФМ (С/О-каротаж, SGK, 2ИНГК аппаратурой ЦСП-С/О-90 в связке с ЦСП-СГК-90, и аппаратурой ЦСП-2ИНГК-43, соответственно). Было выполнено два прохода

аппаратурой С/О-каротажа и СГК со скоростью 65 м/ч и один проход аппаратурой 2ИНГК со скоростью 120 м/ч. Исследования проводились с целью сопоставления с данными, регистрируемыми новой аппаратурой, в одном и том же интервале исследования.

- на втором этапе было выполнено два прохода аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73.

Анализ материалов, зарегистрированных новой аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73 по основной и контрольной записи показывает, что данные по двум проходам имеют хорошую сходимость, что свидетельствует о стабильности работы аппаратуры в целом. Относительная погрешность измерений интегральных параметров составила менее 1%, относительных величин С/О и Са/Si - в пределах 3%, параметра тау (время жизни тепловых нейтронов) - в пределах 1,5%. Статистические данные по двум зондам показывают потенциальную возможность увеличения скорости каротажа как минимум в 1,5-2 раза по сравнению со стандартной аппаратурой С/О-каротажа ЦСП-С/О-90, рекомендуемая скорость для которой - 50-70 м/ч.

Полученные количественные значения коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов, пересеченных исследованной скважиной, в дальнейшем были подтверждены результатами освоения и работы скважины. При этом расчетные параметры фиксировались в интервалах перфорации. Это свидетельствует о работоспособности и информативности новой аппаратуры в сложных геолого-технических условиях эксплуатационной скважины.

К дополнительным параметрам, фиксируемым новой аппаратурой, относятся:

- оценка качества цементирования;
- оценка наличия парафинов на стенке скважины;
- оценка минерализации жидкости в радиальном направлении;
- оценка наличия газа в радиальном направлении;
- оценка зон проникновения различных растворов в открытом стволе;
- определение перетоков по стволу скважины.

В целом, анализ технических характеристик стандартного комплекса ЯФМ и новой аппаратуры позволяет рекомендовать для решения задачи определения текущей нефте- или газонасыщенности в условиях обсаженных скважин внутренним диаметром от 110 мм применение стандартного комплекса, а при необходимости проведения работ в осложненных геолого-технических условиях, связанных, прежде всего, с проведением исследований в боковых стволах скважин и хвостовиках внутренним диаметром от 90 мм - новой аппаратуры малого диаметра ЦСП-2ИМКС-73.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НЕЙТРОНОВ В ООО «ТНГ-ГРУПП»

*Д.И. Киргизов, В.В.Баженов, А.И. Имаев,
Б.Ф.Ахметов (ООО «ТНГ-Групп» г.Бугульма)*

Аннотация. В докладе приведены результаты разработки ООО «ТНГ-Групп» в области автономной регистрации данных генератора нейтронов. Показаны первые результаты применения автономных генераторов нейтронов на шельфе Каспийского моря. Представлены сведения о результатах разработки и опробования аппаратуры импульсного нейтронного каротажа в процессе бурения.

Ключевые слова: автономный генератор нейтронов, контроль текущей насыщенности, газонефтяной контакт, водонефтяной контакт, каротаж в процессе бурения, забойная телесистема.

Импульсный нейтронный каротаж - метод геофизического исследования скважин, основанный на изучении нестационарных полей нейтронов, создаваемых генератором быстрых нейтронов. Импульсные нейтронные методы традиционно используются для контроля за разработкой и изучения процесса вытеснения нефти в пласте. В ООО «ТНГ-Групп» НТУ была разработана автономная аппаратура регистрации данных импульсного нейтронного каротажа. Впервые малогабаритная автономная аппаратура импульсного нейтронного каротажа была применена на шельфе Каспийского моря при проведении исследований с платформы месторождения им. Ю.Корчагина. Применение автономной аппаратуры ИНК было связано с отсутствием технической возможности проведения исследований по традиционной кабельной технологии.

Задачи которые ставились при проведении исследований это: уточнение границ положения коллекторов, выявление водо- и нефтегазонасыщенных пластов, определение положения водонефтяного контакта, газожидкостных контактов и количественная оценка текущей нефтегазонасыщенности пластов коллекторов.

Исследования проводились аппаратурой АИНК-45 и АИНК-30 с модулем «МАИС» для автономной регистрации, позволяющий подключать к нему стандартные геофизические приборы. В интервал исследования указанный аппаратный комплекс доставлялся на проволоке.

Назначение модуля автономного исследования скважин (МАИС):

- обеспечение питания скважинного прибора (в данном случае прибора ИНГК)
- регистрация данных во внутреннюю энергонезависимую память
- выдача части информации в забойную телесистему
- регистрация служебной информации (напряжения аккумулятора, питания модуля генератора нейтронов, давления в скважине, ГК, инклинометрии)
- управление включением питания модуля генератора нейтронов

Модуль МАИС состоит из:

- Блока управления
- Блока питания

- Измерительного блока (ГК, датчик движения и датчик давления, термометр внутренний)

Аппаратура полностью справилась с поставленными задачами. Заключение по результатам исследований было выдано в полном объеме с количественными параметрами, несмотря на сложную конструкцию скважины.

Сложность конструкции представлялась большим диаметром скважины, наличием двойной колонны, наличием конструктивных элементов за НКТ (пакера, клапана), наличием газожидкостных разделов между колоннами, а также внутри колонны (Рис. 1).

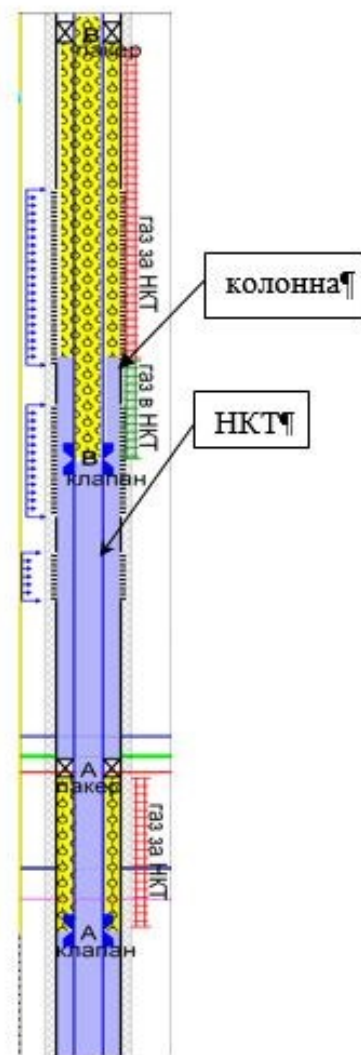


Рис. 1. Конструкция скважины на шельфе (колонна+НКТ)

В ООО «ТНГ-Групп» разработана аппаратура импульсного нейтронного каротажа в процессе бурения (ИНКПБ), которая позволяет обеспечить до 240 ч. непрерывной работы аппаратуры при циклической записи 1 минута - запись, 9 минут - ожидание. При этом она способна работать в составе системы модулей для каротажа в процессе бурения разработанной ранее в ООО «ТНГ-Групп». В настоящее время у нас имеются модули 3-х зондового бокового электрического, 3-х зондового индукционного, 2-х зондового нейтрон-нейтронного каротажа для работы с уже имеющимся у нас электромагнитным каналом связи до наземной станции.

Изготовлен модуль акустического каротажа. Начат выпуск малой серии этих приборов на диаметр 120 мм и на диаметр 178 мм. Ведётся работа по стыковке этих приборов к системе с гидравлическим каналом связи американской фирмы «Tensor» так же имеющейся у нас.

**Существующий комплекс каротажа в процессе бурения,
методы комплексировются под конкретные геологические условия**

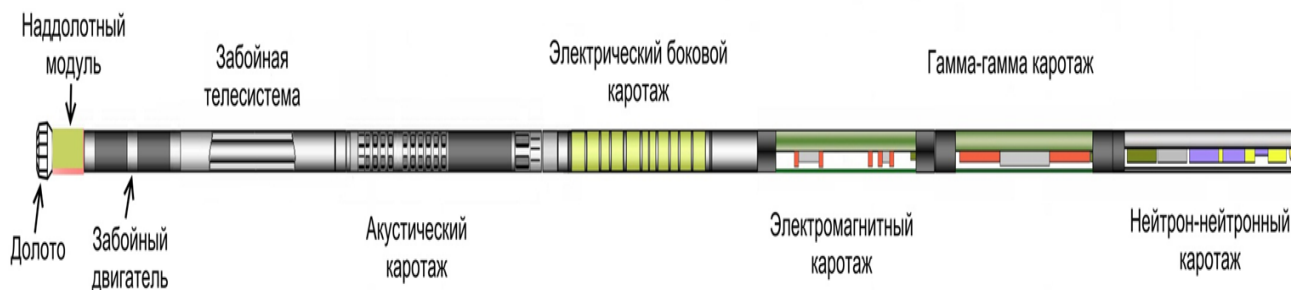


Рис. 2. Система каротажа в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов нефтяных и газовых скважин диаметром от 144мм до 152мм. Собственная разработка ООО «ТНГ-Групп»

Решаемые задачи:

В процессе бурения:

- определение водородосодержания (линейная зависимость от пористости) (Рис.2 и 3.)

После окончательной обработки (данные с флеш-памяти):

- выявление водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определение положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 50 г/л) пластовыми водами;
- оценка пористости коллекторов;
- количественная оценка остаточной нефтенасыщенности

Аппаратура ИНКПБ показала хорошую линейную зависимость отношения ближнего к дальнему зонду в диапазоне от 0,8% до 37% пористости для имеющихся в ООО ТНГ-Групп моделей карбонатного и терригенного пластов.

Была проведена запись аппаратурой ИНКПБ на одной скважине (Рис. 5). Прибор отработал 3 часа от запланированных 10 часов (прибор находился в скважине 3 суток). После вскрытия батареи и излучатель были работоспособны, отказ произошёл по вине блока питания излучателя.

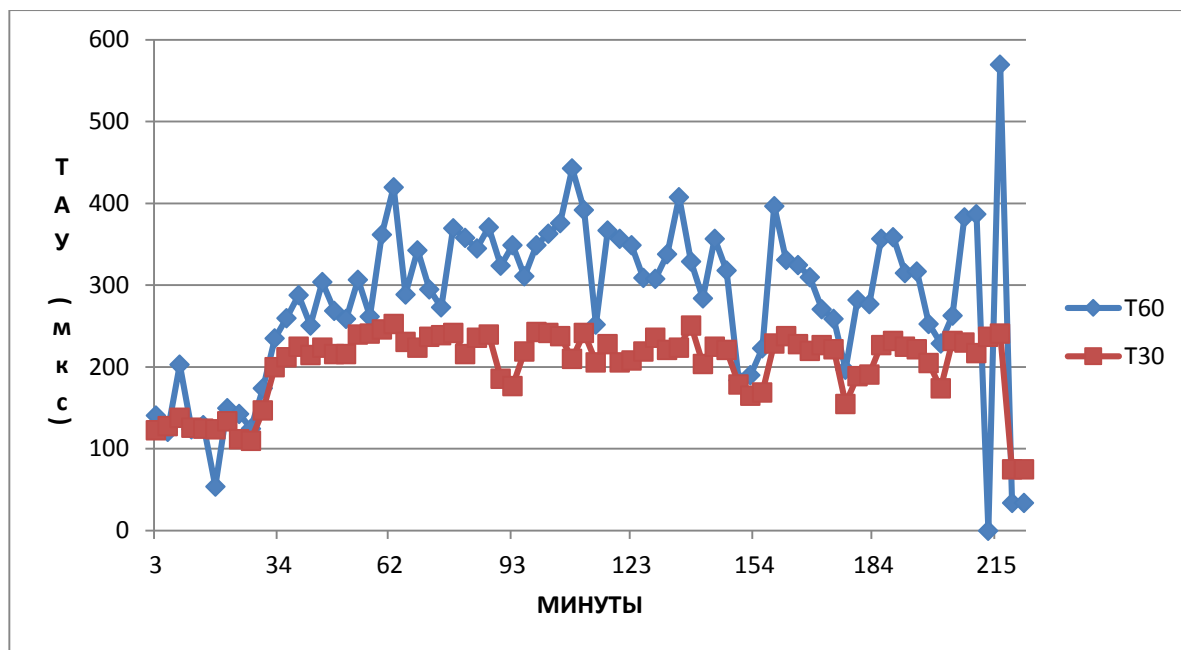


Рис. 5 Запись ИНКПБ на скважине в процессе бурения.

Заключение:

1. Разработан и опробован в реальных скважинных условиях модуль автономного исследования скважин (МАИС), позволяющий подключать к нему различные приборы для автономной записи.
2. По результатам исследований ИНК в автономном варианте в реальных скважинных условиях было выдано заключение с количественной оценкой характера насыщенности коллекторов в полном соответствии с требованиями Заказчика. Следует отметить, что исследования проводились в сложных скважинных условиях (наличие двойной колонны, большой диаметр ствола скважины).
3. Разработана аппаратура импульсного нейтронного каротажа в процессе бурения (ИНКПБ). Аппаратура позволяет решать задачи, которые решались с аппаратурой с ампульным источником, в частности определение водородосодержания (нейтронной пористости).
5. Изготовленный излучатель нейтронов на вакуумной трубке успешно проверен на виброустойчивость в реальных скважинных условиях.
6. Проведено подключение ИНКПБ к забойной телесистеме и проведено первое опробование в реальных условиях.

РАЗВИТИЕ АППАРАТУРЫ И МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ И ОТБОРА ПРОБ ПРИБОРАМИ НА КАБЕЛЕ

*Шакиров А. А., Даниленко В. Н.
АО НПФ «ГИТАС», ПАО НПП «ВНИИГИС» (г.Октябрьский)*

Для окончательного подтверждения потенциальных возможностей пластов-коллекторов углеводородного сырья необходимо проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и отбор представительных проб скважинного флюида.

В настоящее время для проведения ГДИС создано значительное количество аппаратурно-методических комплексов и имеет место тенденция их спекулятивного усложнения и удорожания. Акцент делается на повышение точности проведения измерений пластового давления, на чистоту отбираемой пробы и на стремлении проведения физико-химических исследований в скважинных условиях, например, чтобы сократить время на очистку потока из пласта и отбор представительной пробы, разработчики компании Шлюмберже, создали пластоиспытатель для извлечения чистого пластового флюида с фокусированным потоком Quicksilver Probe, типа гидроаналога электрического каротажа с фокусировкой и т.д. (зонд Сатурн).

Анализ методологии ГДИС показывает, что все инструментальные достижения полностью нивелируются недостаточной надежностью технологии интерпретации данных ГДИС, например, существует три метода оценки фильтрационных свойств коллекторов по замерам пластового давления:

- по аналитической формуле точечного стока в случае, если в конце периода отбора, кривая падения давления (КПД) выходит на асимптоту;
- по аппроксимации прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД) на графике зависимости давления от радиальной или сферической временной функции;
- по наилучшему совпадению диагностического графика КВД с типовой кривой соответствующей аналитической модели.

Использование перечисленных методов предполагает хорошее согласие оцениваемых параметров, подвижности или проницаемости, но на самом деле этого не происходит. Причиной расхождения является то, что каждый из этих методов исследует разные объемы пород зоны дренирования, где по-своему происходит осреднение параметров.

Получается, что фантастические возможности аппаратуры ГДИС не дают сверхсуммарного эффекта от их применения, а приводят к баснословному удорожанию стоимости услуг сервисных компаний, что в свою очередь сказывается на качестве геофизического сопровождения строительства скважин из-за отказа от части услуг и в конечном итоге – к крупным авариям, как, например, в Мексиканском заливе.

Аппаратура ГДИС должна соответствовать возможностям технологии ГДИС при решении реальных геологических задач. Этому критерию полностью отвечает аппаратурно-

методический комплекс АГИП-К: решаемые задачи, надежность работы, стоимость – сбалансированы.

В комплексе АГИП-К реализована технология гидродинамического каротажа (ГДК) и отбор представительных проб скважинного флюида (ОПК). Испытатель пластов АГИП-К обеспечивает на точке исследования изоляцию участка пласта от скважины, регулируемое снижение давления ниже пластового, заполнение измерительных камер на необходимых перепадах давления, доставку на поверхность пробы пластового флюида для определения характера насыщения коллектора, измерение давления притока и восстановления.

В круг геологических задач, решаемых аппаратурно-методическим комплексом АГИП-К, входят:

- установление наличия притоков из потенциально продуктивных, по данным ГИС, пластов-коллекторов;
- выделение проницаемых зон внутри неоднородного коллектора;
- определение эффективной толщины продуктивных пластов;
- определение пластового давления по разрезу для построения или уточнения гидродинамической модели месторождения;
- определение коэффициента подвижности флюида пластов-коллекторов;
- установление профиля продуктивности и прогноз потенциальных дебитов коллекторов;
- уточнение положения межфлюидных контактов в разрезе;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов.

Для расформирования призабойной зоны пласта, в случае глубокого проникновения фильтрата в коллектор, аппаратурой АГИП-К проводятся многоцикловые зондирования (МЦЗ) на точке в режиме ГДК: после восстановления давления до пластового и сброса отобранной порции флюида в пробосборник, не нарушая герметизации, производится очередной вызов притока из того же участка пласта. Число циклов исследований на точке зависит от решаемой геологической задачи и ограничено объемом пробосборника и безопасным временем стоянки на точке. Контроль циклов МЦЗ проводится с модифицированным зондом бокового электрического каротажа, электроды которого расположены на изолирующем элементе скважинного прибора. Информативность МЦЗ и формальная необходимость иметь прибор ГДК с откачкой способствовали созданию аппаратуры ОИПК-3, которая разрабатывается совместно с АО НПФ «ГИТАС». В настоящее время ОИПК-3 проходит стендовые испытания.

Аппаратура ОИПК-3 является техническим средством, реализующим метод ГДК-ОПК, поэтому геологические задачи, решаемые этим устройством, остаются прежними, но решаемые с помощью новых технологических приемов, более эффективных, чем при применении базовой аппаратуры ОИПК-1. Принцип, положенный в основу работы ОИПК-3 в режиме испытания, заключается в использовании зависимости между проницаемостью исследуемого участка и депрессией, при которой происходит приток пластового флюида в испытательную, секционированную камеру. Причем приток происходит в нее с постоянной скоростью, обусловленной скоростью перемещения штока-поршня. В аппаратуре предусмотрен процесс откачки пластового флюида.

При сообщении герметизированного участка пласта с испытательной камерой обеспечивается минимальная для данной проницаемости депрессия, но достаточная для срыва

глинистой корки, образования депрессионной воронки и притока флюида. При этом сохраняется возможность получения однофазного режима притока без разгазирования флюида (если давление насыщения ниже давления притока) и минимальной деформации прискважинной части пласта в окрестностях стока.

Аппаратура имеет возможность многоциклового зондирования в одной точки (без ее разгерметизации). При завершении процесса испытания или опробования, последняя порция пробы вытесняется в полость стока, создавая при этом избыточное давление по отношению к гидростатическому, что создает дополнительные гарантии безаварийного ухода прибора с точки исследования. Максимальное количество исследуемых участков или многоцикловых зондирований одной точки без ее разгерметизации составляет 25 испытаний.

В скважинных условиях, когда затруднено использование АГИП-К, например, межколонное пространство или горизонтальная скважина, для этих целей в ПАО НПП ВНИИГИС разработано и выпускается параметрический ряд пробоотборников семейства ПГМ для отбора представительных проб в условиях выше давления насыщения и температуры точки росы, которые делятся на две группы: проточные, спускаемые в скважину с открытыми клапанами, закрывающимися на заданной глубине, и непроточные, клапаны которых открываются и закрываются на заданной глубине.

Отбор представительной пробы в межколонном пространстве обеспечивается пробоотборником ПГМ-28-300, который имеет внешний диаметр корпуса 28 мм. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке, или крепится в байпасе.

Методика исследования горизонтальных скважин пробоотборниками следующая: выделяют характерные участки скважины, затем при помощи насосно-компрессорных труб спускают обвязки из трех автономных приборов в выделенные интервалы горизонтальной скважины. Спуск сопровождается измерением давления и температуры. Каждый пробоотборник снабжен пробоотборной камерой, осуществляет отбор отдельных герметизированных проб флюида или газа при равенстве пластового и забойного давления, при депрессии и при репрессии.

В настоящее время, для исследования горизонтальных скважин, разработана система с многовекторными беспроводными каналами связи. Данная технология значительно ускоряет скважинные работы и исключает фактор неопределенности при проведении исследований.

Выводы

1. По технологии ГДК-ОПК к 2016 году исследованы более 5 тыс. скважин, получены результаты более чем по 150 тыс. точкам ГДК. К 2016 году изготовлены и поставлены заказчикам 40 комплектов аппаратуры АГИП-К, которые успешно эксплуатируются в отечественных и зарубежных сервисных компаниях. Информативность МЦЗ и формальная необходимость иметь прибор ГДК с откачкой способствовали разработке аппаратуры ОИПК-3.

2. Пробоотборники ПАО НПП ВНИИГИС охватывают все группы типовых пробоотборников пластового флюида, обеспечивают отбор проб от сухого, жирного, ретроградного газа до летучей, черной и тяжелой нефти. Дальнейшее развитие технологии применения пробоотборников идет по пути расширения функциональных возможностей и условий применения: пробоотборники, управляемые по каротажному кабелю, полностью автономные скважинные приборы, автономные пробоотборники с беспроводным каналом

связи; пробоотборники для классических, наклонных и горизонтальных скважин. Отбор, представительной пробы в межколонном пространстве, обеспечивается пробоотборником ПГМ-28-300, который имеет внешний диаметр корпуса 28 мм. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке, или крепится в байпасе.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗТМ-172-ИП ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ DRILL STEM TEST

*Галеев Ринат Ильдарович,
(НПФ «Горизонт», г. Октябрьский, e-mail: galeev_oil@mail.ru)*

Испытание поисковых и разведочных скважин является обязательным элементом комплексного изучения вскрываемого стратиграфического разреза при проведении геолого-поисковых работ на нефть и газ.

В настоящее время основной объем работ по испытанию пластов в открытом стволе на трубах производится с использованием серийных комплектов оборудования типов КИИ-146, ИП-95, КИИ-2М-146, МИГ-127 и МИГ-146. По своему типу эти комплекты относятся к традиционным (не полнопроходным) ИПТ, использующим пакеры механического типа. Приборами объективного контроля за процессом испытания являются автономные глубинные манометры.

Испытание пласта это комплекс спуско-подъемной операции, с изоляцией исследованного интервала, созданием глубокой депрессии, вызовом притока, регистрацией параметров для определения гидродинамических параметров пласта. Методика испытания скважин концептуально проста, однако на практике существует ряд осложнений.

Обзор состояния отрасли потребовал анализа, в результате которого были выявлены геолого-технические и технологические факторы оказывающие наиболее сильное влияние на количество технически неудачных операций при проведении испытания пластов. Согласно выводам анализа, отрицательную роль на проведение качественного информативного проведения ИП оказывают: геолого-технические условия; прихваты колонны труб в необсаженном стволе скважины; сбой в управлении клапанами ИПТ скважин сложной конфигурации, сложность определения характера притока при помощи визуального контроля на устье скважины; недостаточное время стоянки на притоке и КВД для более информативного определения гидродинамических параметров исследования.

В настоящее время и в ближайшей перспективе объем добычи углеводородного сырья в России будет повышаться за счет ввода в эксплуатацию наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Проведенный анализ успешности выполнения операций по испытанию пластов ИПТ в процессе бурения скважин на месторождениях ПАО «Татнефть» АНК «Башнефть» за последние семь лет показал, что количество неуспешных спусков ИПТ в скважины с наклонно направленным стволом, примерно, в два раза превышает их количество в вертикальных скважинах.

Достигнутые нами результаты в основном технического характера, рассмотренные в данном проекте, отчасти обеспечивают решение значительной части проблем, возникающих при исследованиях с ИПТ в сложных условиях, за счет применения дополнительного оборудования и современных материалов. В целях дальнейшего развития технологии исследования пластов испытателями на трубах предлагается компоновку оборудования дополнить беспроводным каналом связи. Опыт разработки забойных телеметрических систем позволил разработать модуль ЗТМ-172 ИП, позволяющий выполнять ряд задач при опробовании пластов на трубах.

Глубинный прибор входит состав компоновки испытательного оборудования КИИ и спускается в скважину на трубах. Используя токи растекания между изолированным участком колонны труб и породой модуль передает кодированные информационные данные, полученные в процессе испытания, на наземный интерфейс с помощью зонда. Определяя поступившие значения параметров и визуализируя первичную информацию, наземный компьютер, выдает информацию датчиков давления и температуры на монитор в режиме реального времени.

Применение ЗТМ-172 ИП позволяет производить оперативный контроль за открытием, закрытием впускного клапана испытателя пластов на скважинах сложной конфигурации. Забойный модуль позволяет производить корректировку времени стоянки на притоке и КВД в режиме online, повышая тем самым информативность полученных данных.

Опыт применения модуля ЗТМ-172 ИП на объектах ОАО АНК «Башнефть» показал надежную работоспособность. Во время проведения опробований Туркеевского, Лисовского лицензионного участков, в режиме реального времени получены четкие нулевые линии кривой притока и восстановления давления. Применение глубинного модуля при исследовании заданных объектов позволило: сократить время пребывания компоновки на забое скважины, провести коррекцию времени стоянки циклов испытания, произвести количественный подсчет набранного в трубах флюида, произвести оперативный контроль за режимом испытания на всех этапах проведения работ.

Имея данные о наличии или отсутствии притока в процессе испытания и анализа диаграмм в режиме реального времени можно поддерживать режим испытания таким образом, чтобы обеспечивалось оптимальное нахождение испытательной компоновки, не допуская критических режимов работы. Применение ЗИМ-172 ИП позволит повысить информативность и достоверность результатов применения ИПТ, повысит безопасность работ с трубными испытателями пластов при пакеровке в открытом стволе. Эксплуатация уникального модуля позволит решить ряд задач, связанных с сокращением количества технически неудачных операций, и значительно сократит количество повторных исследований.

Приложение 1

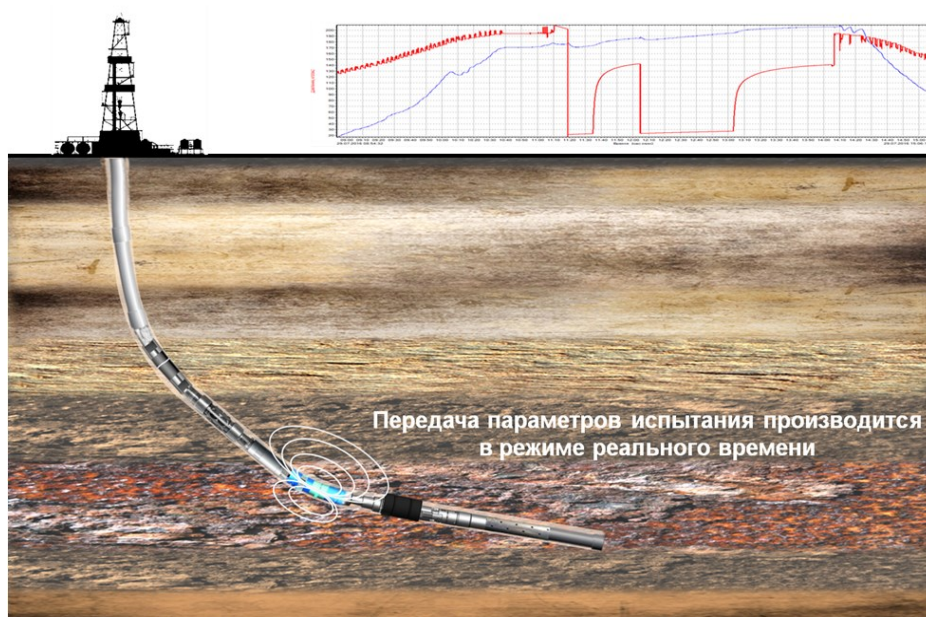


Рисунок 1. Забойный телеметрический модуль ЗТМ-ИП

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ КАШИРО-ПОДОЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

*Авторы: Аминева Г.Р., Привалова О.Р.,
Шуматбаев К.Д., Вагизов А.М.*

Арланское месторождение представляет собой уникальное по запасам и геологическому строению месторождение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В настоящее время отложения ТТНК, являющиеся основными по запасам на месторождении, значительно выработаны. Следовательно, актуальны вопросы изучения и ввода в разработку остальных объектов, в частности, карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов среднего карбона.

В 2015 г. в ООО «БашНИПинефть» проведены инженерно-технологические работы по петрофизическому районированию керна отложений среднего карбона по участкам ковров бурения на месторождениях ПАО АНК «Башнефть», а также пересчет запасов нефти каширо-подольских отложений (КПО) Арланского месторождения. В рамках этих работ выполнена типизация пород по основным фильтрационно-емкостным параметрам, тааким как коэффициенты пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности. В интервале КПО развиты доломиты и доломитизированные известняки разной степени зернистости, выделенные в отдельные петрофизические классы: тонкозернистые, микро-тонкозернистые и микрозернистые (пелитоморфные) доломиты. Известняки представлены трещинно-каверно-поровый типом и выделены в отдельный класс. Для данных отложений характерно незакономерное чередование разных петрокласов: нефтенасыщенных коллекторов и пелитоморфных пород, представленных малопроницаемыми водонасыщенными доломитами и известняками.

Для подтверждения модели КПО и приобщения запасов в 2015-2016 гг. осуществлена программа доисследования отложений, которая включала в себя оценку технического состояния и качества цементирования эксплуатационной колонны, оценку текущей нефтенасыщенности пластов, ПГИ, испытания скважин, ГДИС и др. В рамках выполнения программы по мере накопления геолого-геофизической информации происходило изменение представлений о геологическом строении каширо-подольских отложений. В ходе работы изучены следующие вопросы:

- уточнение литологии (доломит, известняк) в скважинах со стандартным комплексом ГИС (ПС, ПЗ, каверномер, РК), составляющим более 70% фонда;
- определение УЭС пластов в случае отсутствия фокусированных методов;
- модель насыщения отложений (наличие зоны предельной насыщенности и переходной зоны в пределах КПО);
- закономерности распространения продуктивных интервалов внутри пластов.

В целом, для участков, не вовлеченных в разработку, величина текущей насыщенности близка к коэффициенту нефтенасыщенности, определенному в открытом стволе по УЭС. Кроме того, для выделения продуктивных интервалов удовлетворительно работает нормализация нейтронного каротажа, записанного в открытом стволе, и времени жизни тепловых нейтронов при ИНК. Результаты прогноза насыщенности с использованием промыслово-геофизических исследований и с учетом закономерности распространения

продуктивных интервалов внутри пластов можно переносить на скважины со стандартным комплексом.

Таким образом, задача уточнения интерпретационной модели отложений с использованием результатов программы доисследования каширо-подольских отложений выполнена.

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ИМПУЛЬСНЫМИ МЕТОДАМИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА И КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА МЕСТОРОЖДЕНИЙ РБ

А.А. Акчурин ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа AKCHURINAA@bashneft.ru

Соавторы работ: О.Р. Привалова, Т.Ю. Бурикова, Г.Р. Аминева (ООО «БашНИПИнефть»), А.В. Пиденко (ООО «Башнефть-Добыча»), В.С. Белохин (МГУ),

В 2015 году анализ эффективности определения текущей нефтенасыщенности импульсными нейтронными методами показал низкую подтверждаемость при опробовании.

Для повышения достоверности прогноза текущей нефтенасыщенности в 2016 году специалистами БашНИПИнефти совместно с МГУ проведены комплексные исследования керна для терригенных отложений тульско-бобриковского горизонта (C1bb) и для карбонатных отложений турнейского яруса (C1t).

На образцах керна из четырех скважин проведены рентгенофлуорисцентный, рентгенофазовый анализ для определения минерально-компонентного состава породы. Измерение концентраций некоторых редких и рассеянных элементов проводилось методом индуктивно-связанной плазмы. Также были проведены исследования для определения основных фильтрационно-емкостных свойств. В поддержку данного исследования в скважинах, после расформирования зоны проникновения проведены исследования ИННК.

В результате комплексных исследований построены минерально-компонентные модели для расчета значений макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов для карбонатной породы (C1t) и терригенной породы (C1bb). Определены нейтронные характеристики пород различной литологии. Оценено влияние коридора погрешности входных параметров на точность оценки нефтенасыщенности: в частности, минерализации или плотности пластовой воды, пористости и глинистости, сечения захвата. На импульсные нейтронные методы значительно влияет неоднородность разреза, в большей степени количество глины и её минеральный состав. Неправильные входные параметры приводят к погрешности расчетного K_n до 32%.

Заключение: в результате научно-исследовательской работы уточнены константы основных породообразующих минералов. Скорректирована методика расчета текущей насыщенности с учетом расчета коридора погрешности. Скорректирован программный модуль расчета текущего насыщения, интегрированный в корпоративное ПО.

Для апробации результатов НИР проведена переинтерпретация материалов импульсных нейтронных методов с новыми константами 50 скважин по пяти НГДУ ООО «Башнефть-Добыча» с учетом работы скважин. Достоверность оценки текущей нефтенасыщенности с учетом новых констант значительно возросла для терригенных отложений тульско-бобриковского горизонта (C1bb), для карбонатных отложений турнейского яруса (C1t).

В настоящее время проводится анализ применимости уточненных констант по площади.

Список литературы

1. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М.: Недра, 1974г.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ПЛАСТОВ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН ОТЕЧЕСТВЕННОЙ АППАРАТУРОЙ ЯМР

*Р. С. Мухамадиев, В.М. Мурзакаев, Н.Н. Белоусова, А. В. Брагин – ООО «ТНГ-Групп»
В. Д. Скирда, М. М. Дорогиницкий, В. Е. Косарев – Казанский (Приволжский)
федеральный университет*

По мере истощения традиционных запасов нефти все больше внимания уделяется альтернативным источникам углеводородного сырья - сверхвязкой нефти (СВН) и природному битуму. Наличие на территории Татарстана нефтяных и битумных месторождений оказывает значительное влияние, как на экономику, так и на социальную сферу республики. Геологические запасы пермских битумов в несколько раз превышают запасы нефти, что позволяет создать здесь перспективный битумодобывающий район.

Среди интенсивно нефтенасыщенных песчаников по разрезу могут выделяться пропластки недонасыщенные нефтью а, следовательно, в большей степени водонасыщенные. При опробовании одного и того же интервала скважины дают неодинаковое количество воды с разной минерализацией, содержанием сероводорода и других компонентов. Это говорит о плохой сообщаемости пропластков друг с другом, что указывает на существование небольших водонасыщенных пропластков в виде линз. По данным ГИС такие пропластки определить практически невозможно ввиду их малой толщины. Часть порового пространства песков и песчаников заполнена связанной, свободной водой и газом. Содержание в порах нефтенасыщенных коллекторов свободной воды является особенностью строения залежей высоковязких нефтей в отложениях песчаной пачки уфимского яруса. В ряде скважин при опробовании кровельной части пласта песчаной пачки был получен приток воды с нефтью, причем количество воды явно преобладало над нефтью. Так же следует отметить, что месторождения и залежи СВН, высоковязких нефтей (ВВН) существенно отличаются от традиционных нефтей по условиям залегания в пласте, по заполнению порового пространства коллекторов. Соотношение углеводородов и пластовой воды в залежах СВН и ВВН из-за высокой вязкости и плотности нефти иное, чем на нефтяных месторождениях.

Для получения дополнительной информации о ФЕС пород в скважине, в том числе при исследовании на залежах природных битумов, используются данные новых методов и приборов, например, ядерно-магнитного резонанса и аппаратуры, основанной на его принципах. Сильнопольные приборы имеют значительно меньшее «мертвое» время по сравнению со «слабопольными» и позволяют регистрировать времена релаксации от первых единиц мс, которые могут соответствовать более подвижной части высоковязкой нефти (ВВН) или битумов. При этом, предположительно часть битума с временами релаксации менее 1-2 мс невозможно будет зарегистрировать скважинными приборами.

Недостатка регистрации коротких времен лишена наземная аппаратура ЯМР в сильном поле для исследования керна. Для определения свойств образцов керна была разработана установка для лабораторных исследований, а также установка для экспресс-анализа полноразмерного керна непосредственно на скважине – мобильная установка ЯМР-Керн. Использование в ней специальных РЧ последовательностей позволяет регистрировать флюиды, имеющие времена релаксации порядка микросекунд.

Экспрессность проведения ЯМР-анализа керна и его высокая точность при незначительных затратах на подготовку образцов сделали данный вид исследований достаточно перспективным для определения пористости в лабораторных условиях. С помощью мобильной установки ЯМР-Керн было исследовано более 800м полноразмерного керна, в том числе битумного.

В классическом представлении битумы - это твердые или смолоподобные (очень вязкие) полезные ископаемые. С точки зрения ЯМР это объект исследования, имеющий очень короткие времена релаксации. Сигналы от них затухают очень быстро. Это и является отличительным признаком проявления битумов в зоне исследования скважинных приборов, т.е. в интервалах, перспективных по другим данным ГИС, на диаграммах ядерно-магнитного каротажа в битумонасыщенных пластах эффективная пористость при стандартной обработке, рассчитанной на классические коллектора с подвижным флюидом (нефть, вода), будет отсутствовать.

На рисунке 1 представлены результаты исследований ЯМР-характеристик полноразмерного керна, насыщенного битумом. Интервал без битумосодержащего материала сопровождается отсутствием ЯМР-сигналов и спектров и соответствует светлому цвету керна. Появление битума характеризуется появлением спектра в средней его части (серого цвета), который соответствует связанному флюиду по причине малых времен релаксации (на фотографии темного цвета). Полученная ЯМР-пористость была сопоставлена с результатами исследованиями стандартных образцов керна и результатами интерпретации данных ГИС (Рис. 2). Также была исследована проба битума со скважины, из которой был отобран и исследован керн. Проба битума тоже характеризуется коротким временем в спектре, сопоставимым со временем, полученным при ЯМР-исследованиях полноразмерного керна (Рис. 3).

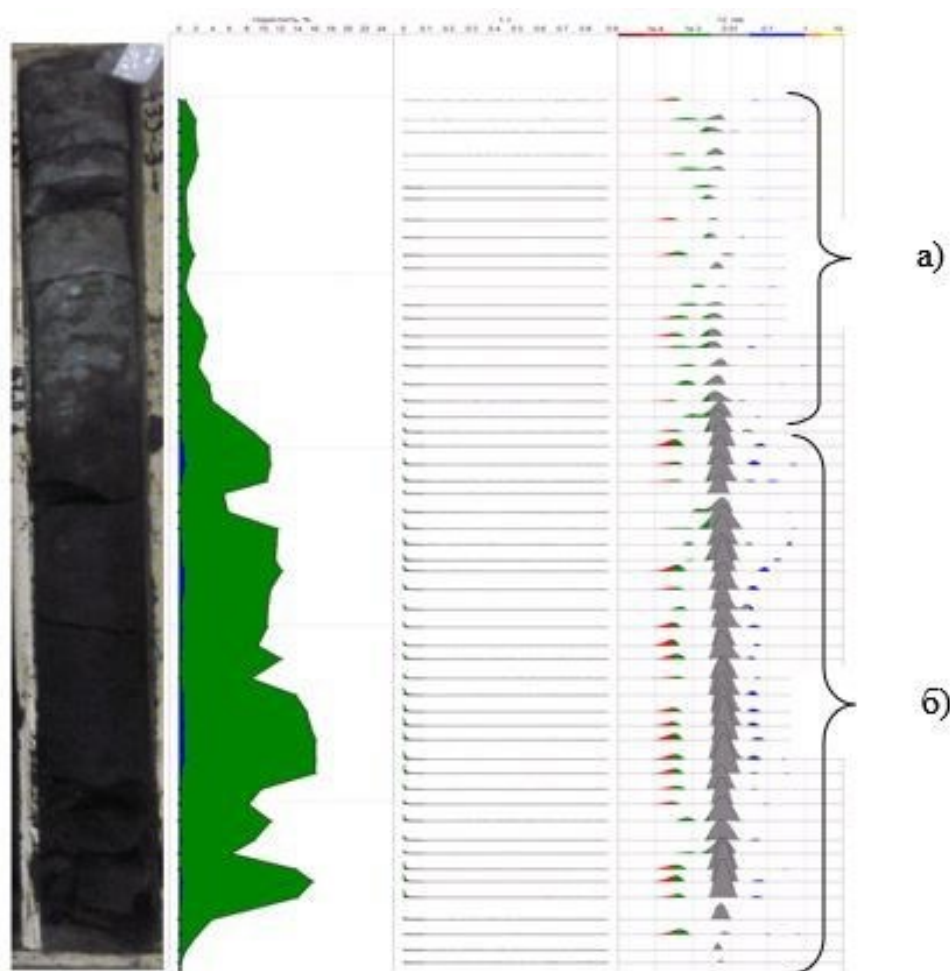


Рис.1 - ЯМР-исследование битумного керна: а) нет битума; б) есть битум

В ООО «ТНГ-Групп» скважинная аппаратура ядерно-магнитного каротажа в сильном поле используется в трех модификациях: ЯМК1, ЯМТК, МРКТ, которые отличаются магнитными системами, техническими параметрами и программой обработки данных. Этими приборами были проведены скважинные исследования на объектах СВН ПАО «Татнефть». Заказчиками этих работ выступило ООО «НТЦ Татнефть», которое на основе данных скважинных исследований приборами ЯМК в сильном поле разрабатывали методику оценки вязкости в скважинных условиях. В одной из таких «битумных» скважин на ряду с ЯМР-исследованием керна был выполнен ядерно-магнитный каротаж аппаратурой ЯМТК. На рисунке 4 представлен сводный планшет с данными исследований скважины и керна. Как видим, общие и эффективные пористости, определенные по показаниям двух видов ЯМР-исследований, близки между собой и сопоставимы с пористостью по плотностному каротажу. Расхождение в показания двух ЯМР-пористостей в интервалах с повышенным кавернообразованием (185.6-190.2 м) обусловлено влиянием бурового раствора на исходные данные скважинного замера.

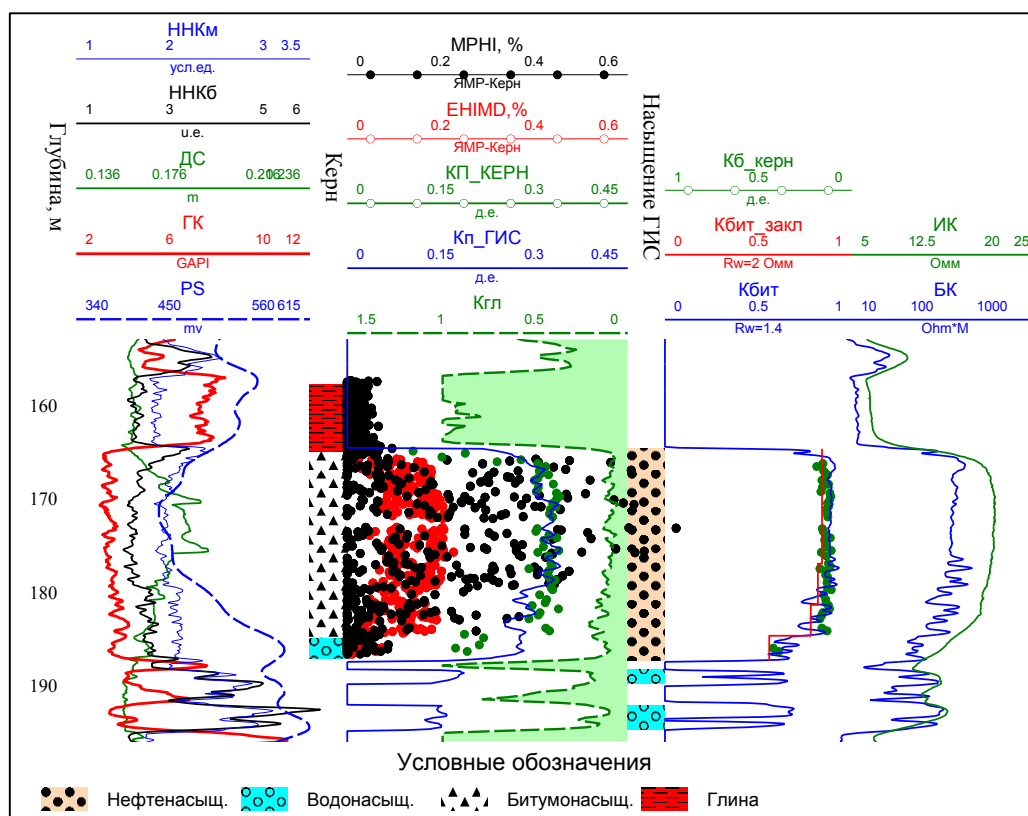


Рис. 2 - Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по результатам исследования стандартных образцов керн и на полноразмерном керне с Кп ГИС (скв. XX Ашальчинского месторождения)

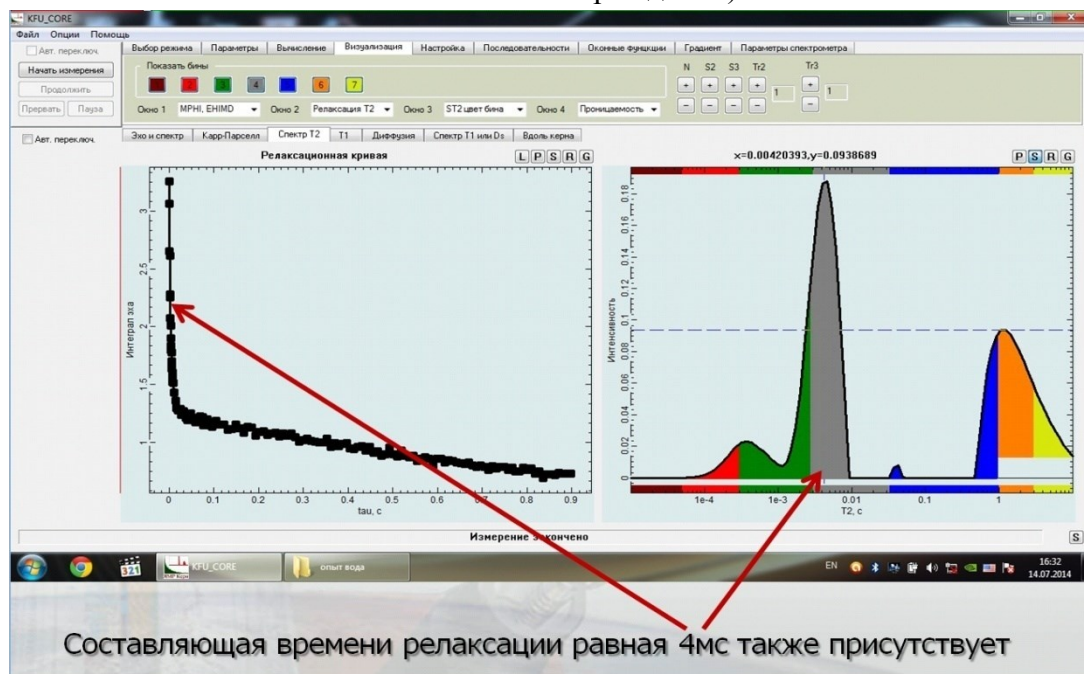


Рис. 3 - ЯМР-сигнал от пробы битума со скважины

По сопоставлению спектров распределения времен релаксации T_2 (рис. 5, 7) можно предположить, что коллектор с остаточным битумонасыщением содержит двух-фазный флюид. Левая мода спектра по временным характеристикам схожа со спектром битумонасыщенной части коллектора. Более длинные времена правой моды вероятно соответствуют пластовой воде, содержащейся в поровом пространстве. Также следует

отметить, что при обработке исходных данных ЯМТК с применением стандартных отсечек (3-33 мс) оценка эффективной пористости в битумонасыщенной части коллектора является минимальной.

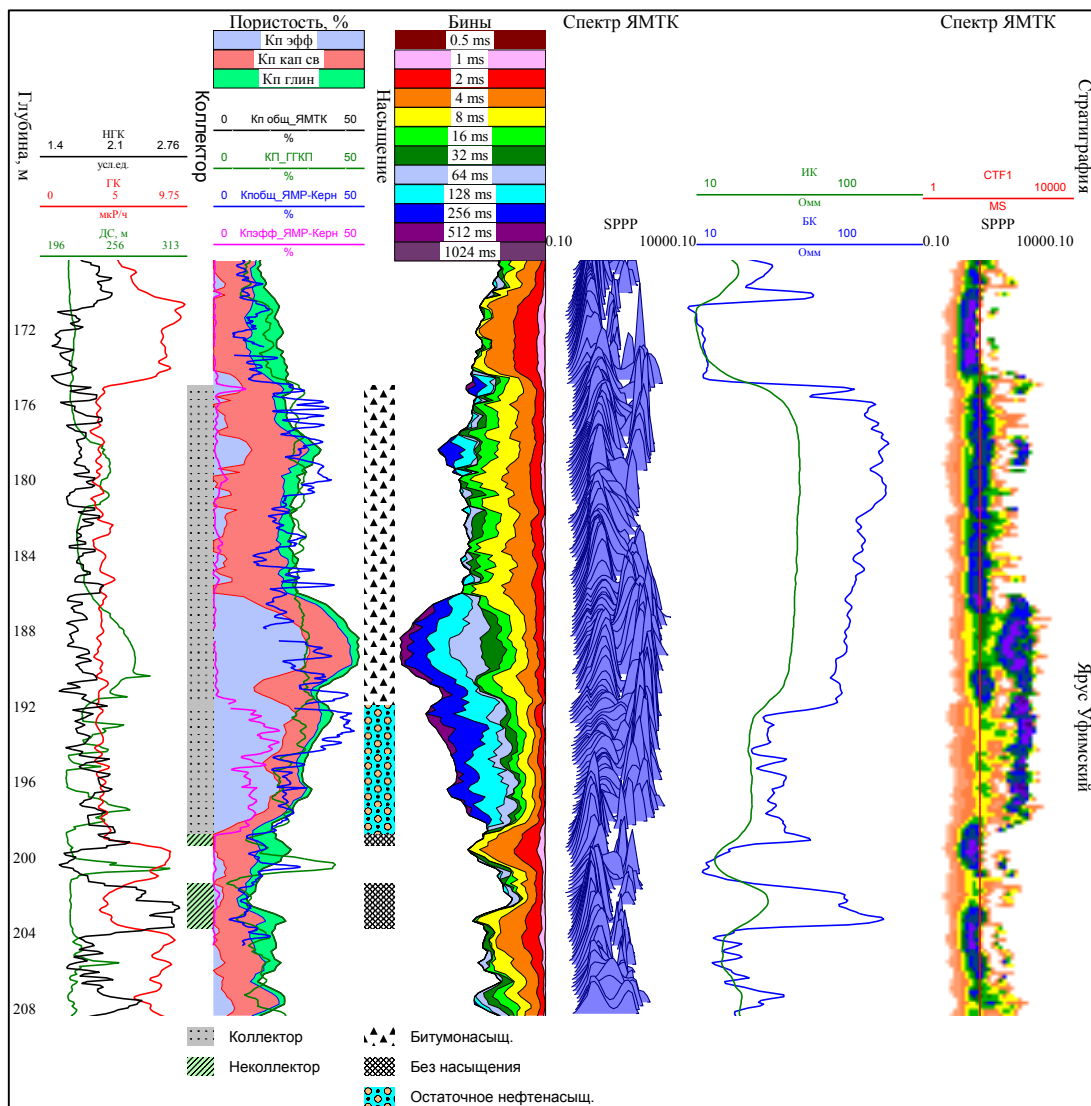


Рис. 4 - Сопоставление ЯМК-ЯМР в битумной скважине 1

Для более точной количественной оценки эффективной пористости, то есть для оценки объема подвижной части битума, необходима петрофизическая привязка данных ЯМР-каротажа к данным стандартных методов лабораторного анализа керна. При этом уточняются времена отсечки в спектрах времен релаксации для данного типа отложений. Данное уточнение можно провести после получения информации о лабораторных исследованиях и использовать в дальнейшем при подобных исследованиях методом ЯМР-каротажа в других скважинах данного месторождения.

Для оценки типа флюида, насыщающего поровое пространство кернa были проведены исследования в режиме двумерных измерений T1 и T2, так называемые двумерные карты. Результаты анализа представлены на рисунке 8. По характерному расположению пятна на карте делается вывод о типе флюида в исследуемом объекте, в данном случае образце кернa.

Опробование ЯМР в сильном поле в двух модификациях: ЯМР-кern и скважинной аппаратуры показало перспективность их применения. ЯМР-кern обладает высокой

дифференциацией при исследованиях образцов керна и оперативностью (исследования проводятся на скважине). Информация, получаемая этим методом, позволяет получить количественные данные о наличии свободного флюида, капиллярно-связанного флюида (в данном случае он будет отождествляться с битумонасыщенностью) и общей пористости, являющейся суммой этих составляющих. Преимуществом метода является независимость оценок от стандартного комплекса определения пористости (НК-ГК).

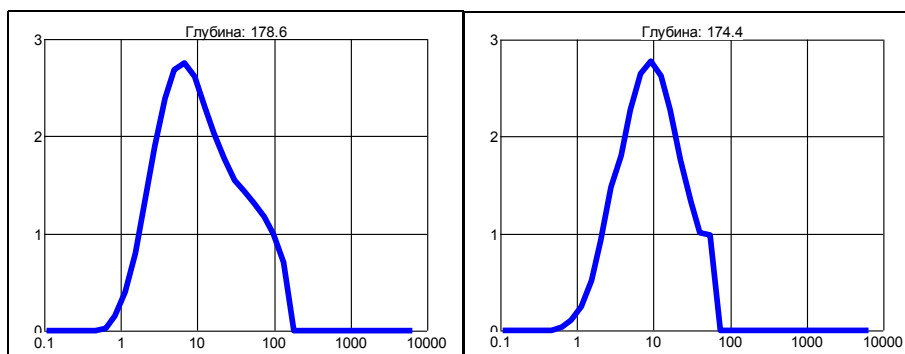


Рис. 5 - Пример распределения времен релаксации битумонасыщенной части коллектора

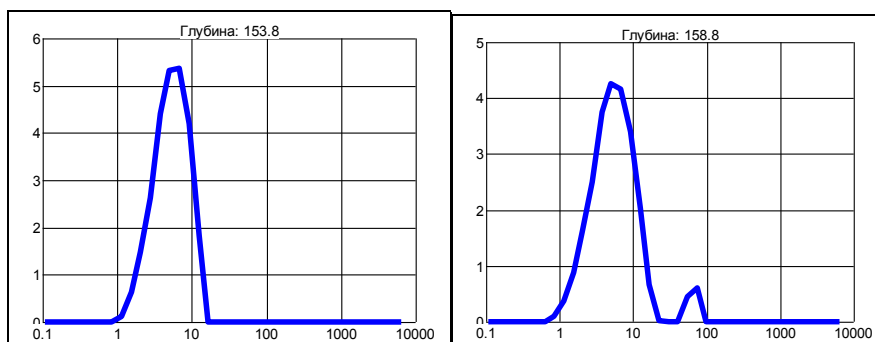


Рис. 6 - Пример распределения времен релаксации глинистых отложений казанского яруса

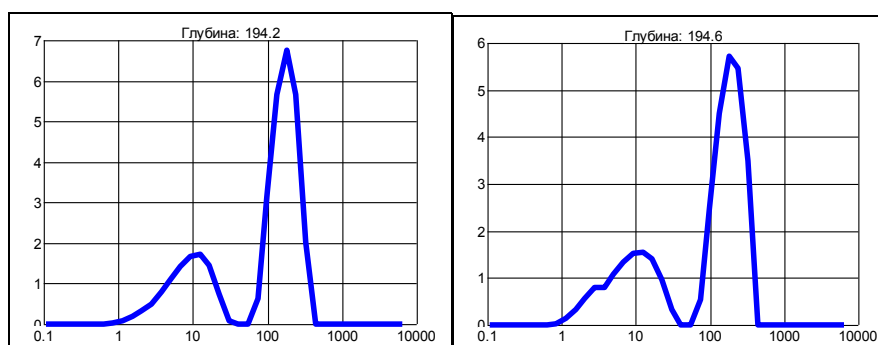


Рис. 7 - Пример распределения времен релаксации коллектора с остаточным битумонасыщением

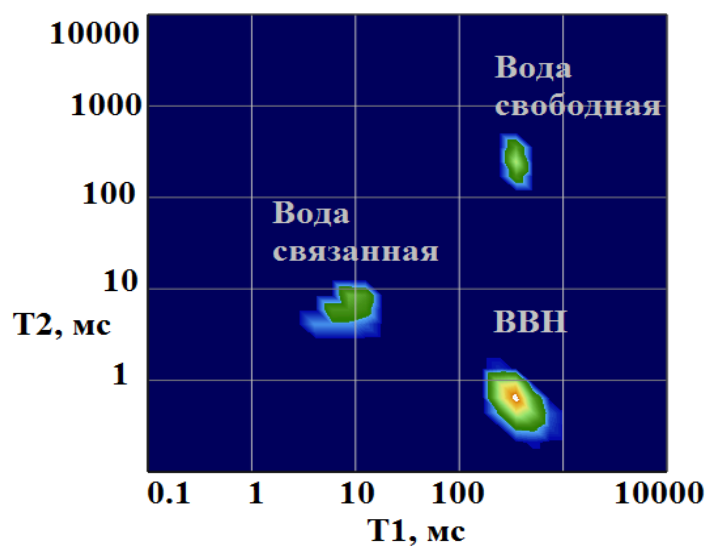


Рис. 8 – 2D-карта совместного распределения времен релаксации T_1 и T_2

НОВЫЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ, ВЫСОКОТОЧНЫЕ АКСЕЛЕРОМЕТРЫ SAFRAN-COLIBRYS ДЛЯ СИСТЕМ MWD / LWD

Бекмачев А.Е., Тузов А.С., ООО "Фаворит-ЭК", (г. Москва)

Типовой состав навигационного модуля для задач MWD / LWD.

Современное геологоразведочное и технологическое оборудование уже практически невозможно представить без технических средств определения пространственного положения скважинного инструмента. В общем случае навигационный модуль содержит блок акселерометров, гироскопов и/или магнитометров со схемой нормирования и преобразования сигналов для дальнейшей передачи по каналам телеметрии. Кластер из акселерометров - датчиков линейного перемещения с тремя взаимно ортогональными осями чувствительности выдаёт первичную информацию о положении, направлении и скорости, которая дополняется и корректируется на основе данных датчиков углового положения, электронных компасов.

История и специализация компании Colibrys.

Одним из заметных мировых производителей МЭМС акселерометров для сложных условий эксплуатации является компания Colibrys.

Отпочковавшаяся в 2011 г. от Швейцарского института электроники и микроэлектроники как производственная компания полного цикла, Colibrys SA целиком сосредоточилась на прикладных исследованиях, разработке и производстве микромеханических акселерометров емкостного типа по собственной объемной технологии 3D MEMS. Это позволило компании в короткие сроки стать квалифицированным поставщиком компонентов для применения в авиационно-космической, военной, железнодорожной, буровой и горнопроходческой технике, в сейсмологических, технологических, охранных системах и в системах промышленной безопасности.

Важным этапом в истории компании стало строительство и запуск в эксплуатацию в 2014 г. собственного производственного комплекса в г. Ивердон-ле-Бен, Швейцария, что позволило объединить под одной крышей производство чувствительных элементов и специализированных управляющих микросхем для них (ASIC) и перейти, в итоге, к производству датчиков конструкции «система в корпусе». Со входом в состав высокотехнологичной группы Safran, посредством покупки предприятием Safran Electronics & Defense (новое название предприятия Sagem с 2016 г.), компания получила название Safran Colibrys SA.

Линейки инерциальных МЭМС датчиков Colibrys, выбор по области применения.

В результате недавней реструктуризации и ревизии продуктовой линейки, компания предлагает к поставке акселерометры следующих семейств, не подпадающие под экспортные ограничения:

- инерциальные датчики для систем контроля движения, навигации MS9000
- датчики наклона (инклинометры) TS9000, TS8000 и TS1000T – новый, высокотемпературный;
- датчики вибрации VS1000;
- сейсмические датчики - ожидается анонс.

Для всех семейств предлагаются стандартные текстолитовые отладочные платы, а для высокотемпературных моделей - керамические.

Подтвержденная история применения акселерометров Colibrys в нефтегазовой отрасли.

В нефтегазовой отрасли за рубежом и в последние несколько лет – в России широко применяются акселерометры серии MS9000 с диапазоном измерений $\pm 1g$ и $\pm 2g$ в составе скважинных инклинометров.

Основные характеристики и базовые схемотехнические решения применяемых в настоящее время акселерометров Colibrys MS9000, TS9000, TS8000, VS1000.

- чувствительный элемент;
- конструкция датчика;
- функциональная схема и схема включения;
- основные эксплуатационные характеристики: диапазон измерений, полоса пропускания, стабильность нуля, спектральная плотность шума, масштабный коэффициент, нелинейность, температурная стабильность, корпус, рабочий диапазон температур, стойкость к ударам.

Преимственность, конструктивно-технологические отличия и преимущества новой линейки специализированных акселерометров Colibrys для MWD/LWD.

- сравнение конструкции TS1000T (MS1000, VS1000) с конструкцией датчиков предыдущих поколений;
- сравнение схемы формирования выходного сигнала: ратиометрический и дифференциальный выход;
- сравнение полосы пропускания, уровня шумов, стабильности нуля, нелинейности с показателями датчиков Colibrys предыдущих поколений.

Сравнение с кварцевыми и полупроводниковыми МЭМС акселерометрами других производителей.

- линейная диаграмма сравнения ёмкостных МЭМС и кварцевых акселерометров по диапазону рабочих температур, ускорений, полосы пропускания; оценка точности и стабильности;
- лепестковая диаграмма (radar chart) сравнения МЭМС акселерометров Colibrys нового поколения с МЭМС акселерометрами других производителей по параметрам: полоса пропускания, собственные шумы, нелинейность, температурная стабильность нулевого сигнала, стойкость к ударным воздействиям, потребляемая мощность;
- специальная высокотемпературная модель Colibrys TS1000T для применения в нефтегазовой отрасли: особенности конструкции и спецификация температурных режимов.

Базовые схемотехнические решения на базе акселерометров нового поколения и спецификация сопутствующих электронных компонентов.

- блок-схема;
- схема электрическая принципиальная;
- перечень электронных компонентов, специфические требования к компонентам, контроль параметров.

Обработка «сырого» сигнала и потенциал алгоритмической компенсации для повышения точности измерений.

- сравнение показателей стабильности нуля и масштабного коэффициента с алгоритмической компенсацией и без неё;
- блок-схема программой компенсации.

Инструменты для быстрого прототипирования и отладки макетов систем.

- отладочные наборы: состав и назначение;
- выбор материала печатной платы в зависимости от температурных условий планируемого применения;
- особенности обращения с МЭМС акселерометрами Colibrys при подготовительных операциях и при монтаже на печатную плату.

Предложения по конструктивному исполнению блока инерциальных датчиков с учетом необходимости компенсации внешних воздействий.

- подавление электромагнитных помех, пример конструкции;
- быстросменный узел с акселерометром на керамическом основании;
- конструкция 3-осевого кластера акселерометров для установки в цилиндрическом приборном отсеке.

Поддержка разработчиков.

- консультирование;
- проверка на воздействие комплекса внешних факторов;
- поставка партий с контролируемыми значениями эксплуатационных характеристик.

Перспективные разработки Colibrys для геофизических исследований.

- МЭМС акселерометр сейсмического класса: краткий обзор целевых параметров.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГРП, МГРП и ГНКТ

РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО ДИЗАЙНУ ГРП В РАМКАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

*Шайбаков А.Л., ООО НПО "СНГС", Гараванд А.,
РГУ НГ, (г. Москва)*

При массовом применении гидравлического разрыва пласта на месторождениях эффекты, связанные с трещинами, играют ключевую роль в определении фильтрационных потоков в пласте. Возможность учета этих эффектов на полномасштабных гидродинамических моделях является крайне важной, так как это напрямую влияет на качество их адаптации и возможность дальнейшего использования для планирования разработки.

Предприятия нефтегазового комплекса в связи с введенными санкциями на различные отрасли Российской Федерации, коснувшиеся, в том числе программного обеспечения, которое решает задачи дизайна ГРП, испытывают затруднения при проведении работ по гидравлическому разрыву пласта. Компания ООО НПО «СНГС» занимается созданием отечественного программного обеспечения в рамках импортозамещения.

В компании «Союзнефтегазсервис» проводится разработка отечественного программного обеспечения по дизайну ГРП MLFrac. Программа MLFrac является элементом технологии управления жизненным циклом нефтегазового месторождения "Унофактор", которая представляет собой интегрированную среду, в рамках которой гармонично функционируют различные программные продукты.

В рамках решения задачи дизайна ГРП необходимо учесть четыре основных направления, в соответствии с которыми проводится данная разработка: (1) моделирование геометрии ГРП и местоположения пропантa; (2) расчет графика закачки; (3) оценка влияния ГРП на продуктивность скважины и (4) оптимизация с учетом экономических показателей. Существуют три основные категории геометрических моделей ГРП: двумерные модели (2D), псевдо трехмерные модели (P3D) и полностью трехмерные модели (3D). На практике в основном используются двумерные и псевдо трехмерные модели в связи с экономией времени расчета моделей.

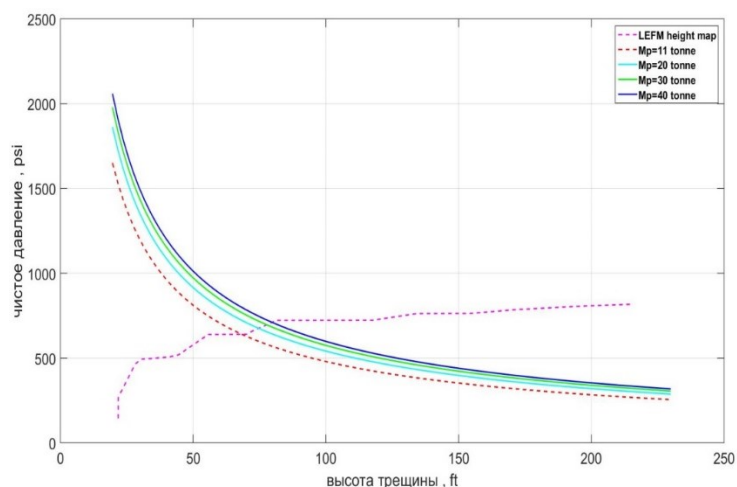


Рис.1. Определение высоты оптимальной высоты трещины и чистого давления для разных масс пропантa.

В программном продукте MLFrac компании ООО НПО «СНГС» в настоящее время реализованы следующие функции:

- Загрузка исходных данных (литология, конструкция скважины, физические свойства коллектора, гидравлика, параметры закачки, экономические параметры и др.) из файлов формата las, xls, xlsx;
- Загрузка исходных данных с текстовых файлов произвольного формата;
- Графическое отображение данных в виде двух- и трехмерных интерактивных графиков и схем;
- Гибкая настройка исходных данных;
- Правка/просмотр/создание исходных данных в визуальном редакторе;
- Отображение результатов проектирования геометрии в виде анимации;
- Интерактивный помощник по работе с программой (планируется);
- Дизайн ГРП по различным двумерным (PKN, KGD, радиальная) и псевдотрёхмерным моделям;
- Дизайн ГРП с помощью Модифицированный псевдо-3D модели в многослойных пластах;
- Симуляция мини-ГРП с использованием различных методов оценки давления смыкания (Анализ до закрытия трещины (получаем параметры, как давление закрытия, мгновенное давление, время закрытия трещины, эффективность жидкости, чистое давление, общие потери давления, критическая депрессия на пласт и необходимая прочность проппанта). Определяется влияющий параметр на эффективность жидкости и дизайна, коэффициент утечки; Анализ после закрытия трещины (определяется пластовое давление и проницаемость коллектора));
- Расчёт оптимальных показателей ГРП по различным методам (Аналитическая модель, алгоритм Экономидиса, эмпирический метод, оптимизация дизайна ГРП в многослойных пластах);
- Экономическая оптимизация;
- Анализ ГРП (на счёт анализа ровным счётом нет ничего, так что более ёмко не могу описать);
- Импорт/экспорт проекта;
- Сохранение результатов работы программы в графические и текстовые форматы.

К сожалению, наиболее распространенные в настоящее время гидродинамические симуляторы не включают модули для разработки дизайна ГРП, а специализированные программы для решения этой задачи имеют весьма ограниченные возможности в области гидродинамического моделирования. По этой причине для эффективного решения задачи моделирования ГРП необходимо использовать технологию управления жизненным циклом нефтегазового месторождения "Унофактор", включающую универсальный гидродинамический симулятор и программное обеспечение для моделирования гидроразрыва пласта.

РАЗВИТИЕ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩЕГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В ОБЛАСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

*А.В. Аксаков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), В.А. Байков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)
О.С. Борщук (ООО «РН-УфаНИПИнефть») BorschukOS@ufanipi.ru*

Для повышения эффективности операций гидроразрыва пласта (ГРП) в настоящее время российские компании используют зарубежное ПО, которое, как правило, основано на двумерных моделях теории упругости и одномерных моделях гидродинамики (модели pseudo3D). Более адекватные модели, имеющие в своей основе двумерные модели гидродинамики и трехмерные модели упругости (модели Planar3D и Full3D), в настоящее время находятся под санкционными ограничениями для использования российскими нефтяными компаниями.

В настоящее время в ООО «РН-УфаНИПИнефть» (проектный институт ПАО «НК «Роснефть») реализуется проект по созданию отечественного корпоративного симулятора, предназначенного для моделирования процессов ГРП и базирующегося на моделях типа Planar3D. Проведенные исследования по анализу вычислительных алгоритмов решения задач механики деформации горных пород и течения неньютоновских суспензий позволили построить замкнутую математическую модель и выбрать эффективные вычислительные алгоритмы для ее численной реализации. Адекватность численной модели была проверена сравнением с аналитическими решениями и с результатами моделирования на зарубежном аналоге программного продукта.

Специалисты «РН-УфаНИПИнефть» имеют богатый опыт разработки отраслевых программных продуктов и являются основными разработчиками таких уникальных комплексов, как «РН-КИН» (программный комплекс, предназначенный для мониторинга разработки месторождений и принятий оперативных решений) и «РН-КИМ» (программный комплекс гидродинамического моделирования, предназначенный для моделирования новых технологий разработки месторождений). Накопленный опыт при создании данных продуктов будет использован для максимально эффективной разработки симулятора ГРП.

В работе представлены результаты проекта по созданию корпоративного симулятора ГРП в приближениях Planar3D и Pseudo3D, приведено сравнение с коммерческими программными продуктами, обозначены границы применимости для различных типов моделей.

ТЕХНОЛОГИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ

*Даниленко В.Н., Черкашнев С.А., Сергеев А.А., Мамлеев Т.С.
(ПАО НПП «ВНИИГИС» АО НПФ «ГИТАС»)
г. Октябрьский, РФ*

В настоящее время для интенсификации добычи нефти и газа широко применяется гидроразрыв пласта (ГРП).

Цели ГРП:

- повышение экономических показателей для данного пласта;
- увеличение производительности скважины;
- улучшение связи с коллектором, извлечение запасов;
- снижение побочного эффекта добычи;
- получение геометрически закреплённой трещины.

Так как эффективность ГРП напрямую зависит от фактической геометрии трещин и дальнейшего ее развития, необходимо наряду с ГРП осуществлять мониторинг процессов образования трещин. Существует несколько методов определения трещин, образующихся при ГРП. В настоящее время нефтедобывающие компании используют:

1. изотопный маркер, позволяющий с высокой степенью достоверности определить высоту раскрытия трещины;
2. наклономеры, позволяющие с высокой степенью достоверности определить азимут раскрытия трещины и со средней достоверностью высоту раскрытия;
3. наземную микросейсмику, с высокой достоверностью определяющую азимут и асимметрию, и со средней - длину распространения трещины;
4. акустический (широкополосный или кросс дипольный) каротаж, с высокой достоверностью определяющий азимут и высоту образования трещины;
5. скважинную микросейсмику, которая определяет все параметры с большей или меньшей достоверностью [1, 2, 3].

Представленная нами методика скважинного пассивного сейсмического мониторинга основана на локализации источников сейсмической эмиссии, вызванной изменениями в напряженно-деформированном состоянии пород в результате закачки флюидов, проппанта или других материалов в скважины.

Методика полевых наблюдений:

- необходима наблюдательная скважина (параметрическая, нагнетательная, добывающая) на расстоянии не более 800 м от скважины, где будет проводиться ГРП;
- в наблюдательной скважине в обязательном порядке должны быть проведены исследования по определению ее технического состояния для предупреждения осложнений в ходе проведения работ;
- в наблюдательную скважину на геофизическом кабеле опускается аппаратура АМЦ ВСП 3 – 48, состоящая из 8-16 скважинных модулей. Глубина установки приборов подбирается индивидуально, согласно геологических условий;
- для привязки по глубине и азимуту необходим единичный взрыв в скважине в интервале залегания пласта (в качестве источника возбуждения можно использовать перфорацию, наземный сейсмический вибратор, взрыв в «приеме» и т.п.);
- в дальнейшем ведется непрерывная запись данных.

Полученные волновые поля передаются в специальный пакет программ для обработки данных микросейсмического каротажа: сбор данных, ВСП в скважине (модель, ориентация, качество приема сигнала), калибровка исходной скоростной модели ($V_{вер.}$, $V_{гор.}$), регистрация микросейсмических данных (обычно проводится в близко расположенной скважине, 300-400м).

При обработке данных производятся следующие операции:

- выделение микросейсмических событий;
- определение времен первых вступлений Р и S волн;
- поляризационный анализ;
- расчет абсолютной отметки, азимута и расстояния до микросейсмического события;
- интерпретация результатов: выводы и рекомендации;
- интерпретация результатов в 2D и 3D;
- определение геометрии трещин ГРП;
- калибровка данных в пакете моделирования ГРП.

В докладе приведен пример определения трещины ГРП по данным микросейсмических исследований в Казахстане, проводимых АО НПФ «ГИТАС». В ходе обработки и интерпретации результатов микросейсмических исследований использовались данные проведения ГРП.

По результатам зарегистрированной микросейсмической активности в скважине (Западная Сибирь) хорошо видно по полученным данным как в плане, так и по вертикальному сечению, концентрацию микросейсмических событий. По этим данным можно однозначно определить направление (азимут) распространения трещины, ее высоту, и как далеко она раскрылась. К сожалению, наша методика не позволяет определить параметры закрепленной трещины.

По данным, полученным в ходе проведения многостадийного ГРП в скважине, находящейся в Австралии, хорошо прослеживается, что при проведении первой стадии воздействие наблюдается не только в запланированном интервале, но и в интервале глубин, запланированных для второй стадии ГРП.

Чаще всего расчетная модель ГРП существенно отличается от модели, построенной по полученным данным. Поэтому результаты мониторинга ГРП необходимо использовать для проектирования дальнейших работ ГРП на объектах одного месторождения.

Выводы

- применение оптимально спланированных операций ГРП обеспечивает повышение эффективности добычи;
- микросейсмическая технология помогает увидеть, что происходит в околоскважинном пространстве во время стимуляции, и экстраполировать результат на будущие ГРП для их оптимизации, чтобы уменьшить технологические риски и максимально оптимизировать процесс разработки месторождения.

Литература

1. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. - 2012. - № 1. – С.63-66.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. - 2015. - № 6. - С. 58-63.
3. Ахметшин, Н.М., Александров С.И., Мишин В.А. Опыт применения и перспективы развития программно-аппаратных комплексов скважинного микросейсмического мониторинга ГРП. // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2016. - № 2 (184). – С.61-65.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ НАЗЕМНОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ ГРП.

Шумилов А.В., ПАО «Пермнефтегеофизика» (г. Пермь)

Аннотация

В данной статье рассматриваются методические аспекты микросейсмического мониторинга, используемого для локализации процесса трещинообразования, сопровождающего гидроразрыв пласта (ГРП). Приведена сравнительная характеристика разрешающей способности методов абсолютной и относительной локализации применительно к рассматриваемой ситуации. Также дана оценка возможностей применения микросейсмического мониторинга с земной поверхности

При ГРП в массиве происходят микросейсмические события, являющиеся откликом среды на резкий рост давления жидкости на уровне пластопересечения. Размер возникающих трещин, способных создать достаточно сильный и регистрируемый приборами сейсмический импульс измеряется несколькими сантиметрами. Наиболее значительные из них могут достигать размеров первых метров. При таком масштабе изменений в массиве магнитуда большинства происходящих сейсмических событий ложится в диапазон от -4 до -1.

Для того чтобы понять, насколько микросейсмический мониторинг будет информативен при наблюдениях с земной поверхности, сопоставим модельные спектры полезных сигналов со средним уровнем окружающих шумов.

При моделировании учтены спектры ожидаемых сигналов (приведены спектры скорости смещения) от источников различной магнитуды (от -4 до 0), расположенных на глубине пластопересечения (1.5 км). Спектры, построенные без учета эффектов поглощения (сплошные линии) имеют максимумы на угловых частотах, которые пропорциональны размерам очагов (разрывов) согласно модели Брюна. Если учесть поглощение (пунктирные линии), которое, главным образом, будет иметь действие в верхней части разреза, то спектры будут отличаться только амплитудой, а максимумы частотного состава сместятся в узкий диапазон от 6 до 7 Гц. На графике также отображены две области (розовая и красная), верхняя граница которых соответствует верхнему (NHNМ) и нижнему (NLNM) уровню природных шумов согласно модели Петерсона (Peterson, 1994).

Представленная картина показывает, что при наблюдениях с земной поверхности существуют существенные ограничения на регистрацию слабых сигналов, сопровождающих ГРП. С одной стороны (сверху по оси частот), эти ограничения связаны с диапазоном регистрируемых частот полезных сигналов, который ограничивает сверху сильно поглощающая среда, в которой при низкой добротности высокочастотные сигналы затухают быстрее. С другой стороны (снизу по амплитуде) возможность фиксировать интересующие нас слабые очаги ограничивает уровень естественных микросейсмических шумов. В реальных условиях уровень микросейсмических шумов бывает еще выше за счет вклада множества техногенных источников, в том числе связанных с самим процессом ГРП.

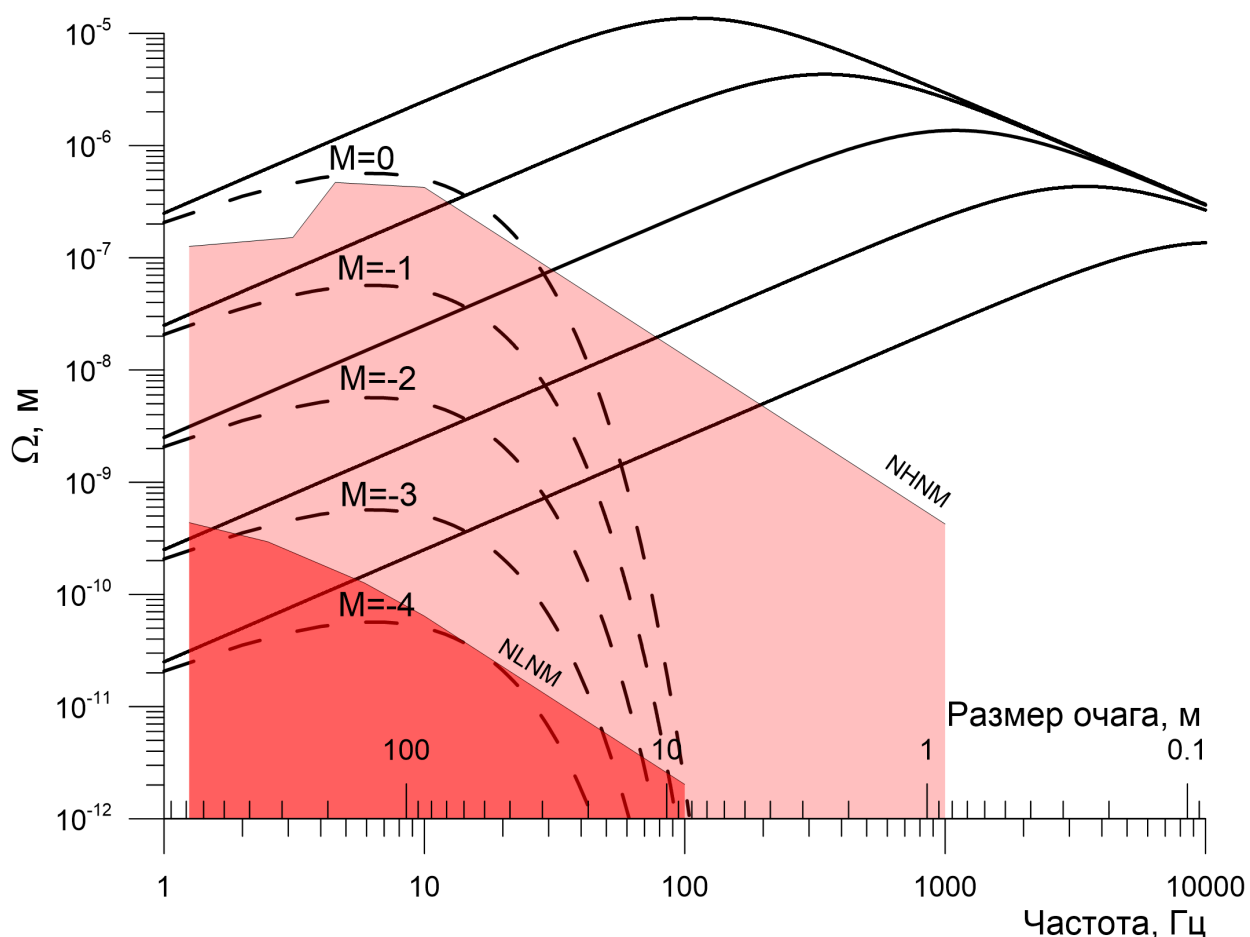


Рис. 1. Моделирование ожидаемых сейсмических эффектов при ГРП
(пояснения в тексте)

И если даже есть возможность снизить эффект амплитудного ограничения в SNR раз ($SNR = \sqrt{N}$, где N – количество пунктов наблюдения) посредством применения особых методик обработки, то частотные ограничения среды при наблюдениях с поверхности преодолеть нельзя. По крайней мере, надежно оценить динамические параметры очага будет весьма сложно без подробных сведений о свойствах поглощающей среды. Кинематические параметры очага (координаты, время в очаге), в рассматриваемой ситуации страдают меньше всего, однако в силу ограниченности частотного состава ожидаемая точность локации на практике не будет зависеть от размеров трещин, поскольку сигналы широкого диапазона магнитуд будут иметь почти один и тот же частотный состав.

Действительно серьезных улучшений регистрации полезных сигналов стоит ожидать лишь, в случае значительного уменьшения расстояния до источника сигналов, либо при устранении серьезного барьера на пути распространения слабых волн – верхней части разреза, сложенной рыхлыми сильно поглощающими сейсмическую энергию породами. И то и другое возможно лишь при наблюдениях из соседних скважин. Поверхностные системы наблюдений способны различать лишь те очаги, которые, согласно представленным результатам моделирования на рис.1, расположены в белой и розовой зонах.

При локации сейсмических очагов возможно два сценария обработки, применяемых в зависимости от характера регистрируемых сигналов – от соотношения их амплитуд с уровнем помех и от четкости вступлений продольных (Р) и поперечных (S) волн. Для импульсных сигналов с четкими вступлениями волн, без труда выделяемыми на фоне помех, применимы классические методы локации, опирающиеся на знание времен вступлений Р и/или S волн и их амплитуд в нескольких пунктах наблюдения.

Если на записи какой-либо станции выделяются и продольные, и поперечные волны, то, зная скорости распространения этих волн в среде, возможно рассчитать расстояние от станции до источника и момент формирования очага. Обладая такой информацией для сети станций, и выстраивая сферы соответствующих радиусов вокруг них, можно установить точку пространства, где этот очаг располагается. Для трехмерного случая в однородной среде с известными свойствами при равномерном окружении станциями источника достаточно таких данных с 4 станций. В реальных условиях количество информативных станций должно быть намного больше, так как станции располагаются с одной стороны от источника, а среда неоднородная, и свойства ее известны весьма приблизительно, при этом решением такой задачи будет не точка, а область наиболее вероятного положения источника.

Очень часто на записях видны группы сейсмических волн, которые не успели разделиться во времени (то есть фактически определяются только вступления Р-волн) или, наоборот, только наиболее интенсивные цуги поперечных волн. По разнице вступлений однотипных волн на записях только двух станций возможно выстроить некую гиперболическую поверхность, которой принадлежит источник. Имея несколько пар станций, и выстраивая такие поверхности для каждой из них, можно определить точку их пересечения, которая и будет соответствовать положению источника. Как и в предыдущем случае в однородной среде с известными скоростями распространения волн при равномерном окружении станциями источника будет достаточно данных с 4 станций. На практике решение такой задачи находится итеративно при гораздо большем объеме исходных данных, так как приходится определять не только местоположение источника и момент его возникновения, но и сами свойства среды.

Второй сценарий определения местоположения источника подходит для случаев, когда отношение сигнал шум очень низкое, из-за чего полезный сигнал видно плохо или не видно совсем. Для обработки шумоподобных сигналов традиционные методы локации неприменимы. Однако если регулярный сигнал в записях присутствует, местоположение его источника возможно определить с помощью эмиссионной томографии, основанной на расчете функции «яркого пятна» [Tchebotareva], широко используемой при локации источников вулканического тремора

$$F(t_0, \tau_i) = \frac{\sum_{k=1}^M \left[\sum_{j=1}^N u_j(t_0 + \tau_{ij} + k\Delta t) \right]^2}{N \sum_{k=1}^M \sum_{j=1}^N u_j^2(t_0 + \tau_{ij} + k\Delta t)}, \quad (2.2)$$

где N – количество станций (записей), $u_j(t)$ – значение j -й сейсмической записи в момент t , τ_{ij} – расчетное приращение времени прихода волны вдоль i -й траектории для j -й станции, M – длина записи, Δt – шаг дискретизации.

Функция «яркого пятна» оценивает коэффициент когерентности между записями в некотором частотном диапазоне для заданной точки пространства, которая может быть источником. Рассчитывая такую функцию внутри интересующей области с некоторым шагом, возможно выявить зоны, которые по своей «яркости» отличаются. Самые яркие из них будут указывать на наиболее вероятное положение источника.

Поскольку заранее неизвестно в какой части записи может присутствовать полезный сигнал, запись делится на кадры и процедура счета функции «яркого пятна» выполняется для каждого из кадров. Таким образом, от степени дискретности кадров во времени зависит точность определения момента сейсмического события.

Принимая во внимание, что при ГРП трещины часто концентрируются в пределах небольшой области, будет уместно применять метод относительной локации. Метод относительной локации сочетается с любым из выше описанных методов абсолютной локации, поскольку так же основан на пересчете разниц времен вступлений сейсмических волн в координаты очага. Для процедуры относительной локации не имеет значения, каким

способом были определены запаздывания: посредством ручной расстановки видимых сейсмических фаз, либо с помощью автоматической процедуры взаимной корреляции. Главное в методе относительной локации – это наличие априорной информации о так называемом мастер-событии – очаге с известными координатами.

В литературе, описывающий данный метод [Gibowitcz S.J., Kijko , Mendecki], показано, что если в некоторой области имеется очаг с известными параметрами (x_0, y_0, z_0, t_0) , и измерены времена прихода волн из этого очага на разные станции (t_{Ri}) , то для события-соседа, произошедшего спустя интервал времени dt_0 , невязка измеренных времен вступления аналогичных волн на тех же станциях (t_i) будут обусловлена, главным образом, пространственным сдвигом (dx_0, dy_0, dz_0) события-соседа относительно мастер-события:

$$t_i - t_{Ri} = dt_0 + \frac{\partial T_i}{\partial x_0} dx_0 + \frac{\partial T_i}{\partial y_0} dy_0 + \frac{\partial T_i}{\partial z_0} dz_0, \quad (1)$$

где $\frac{\partial T_i}{\partial x_0}$, $\frac{\partial T_i}{\partial y_0}$, $\frac{\partial T_i}{\partial z_0}$ – частные производные функции медленности (величина обратная скорости) в окрестности мастер-события.

Как видно из выражения (1), для расчета такого сдвига кроме времен вступлений достаточно знать лишь скорости волн вблизи мастер-события. Для подавляющего большинства реальных сред, в том числе для ситуации мониторинга ГРП, два очага, находясь рядом друг с другом, будут иметь очень близкие пути распространения сейсмических волн, особенно вблизи пунктов наблюдения, где в верхней части разреза среда наиболее неоднородна (рис. 2). То есть при использовании алгоритма относительной локации незнание скоростной модели на большей части разреза не будет влиять на результат.

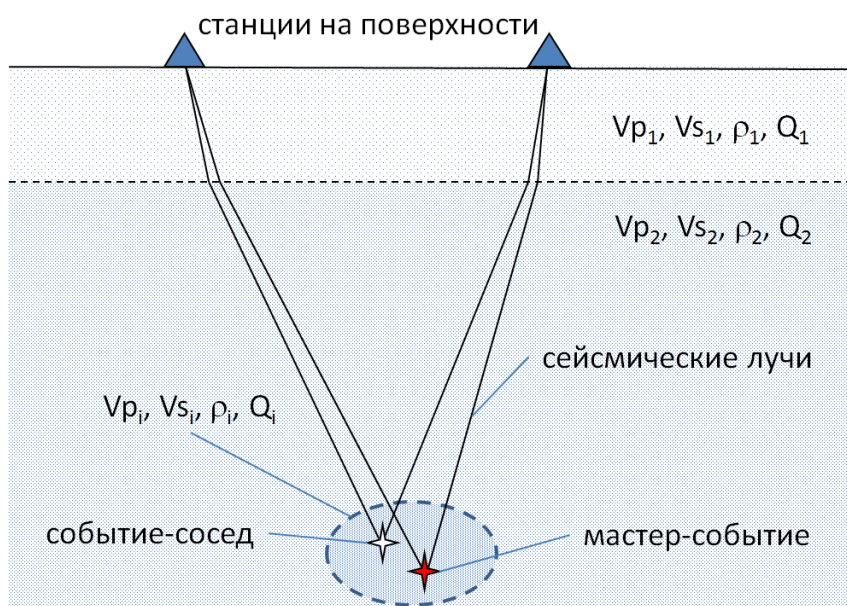


Рис. 2. Схема распространения лучей от близких очагов

Мастер-событием при ГРП может служить предшествующий перфорационный взрыв, производимый на уровне пластопересечения. Необходимо лишь обеспечить его регистрацию теми же станциями, что и сам ГРП, а после произвести его абсолютную локацию любым доступным способом. Разница рассчитанных и фактических координат перфорационного взрыва будет отражать влияние всех неучтенных неоднородностей первичной скоростной модели среды (которая может быть достаточно грубой) и являться основой для расчета статических временных поправок, которые следует учитывать при локации соседних очагов.

Ошибка локации очагов определяется конфигурацией сети, и выбор метода локации при этом играет немаловажную роль. Повышению точности (то есть, снижению ошибки) локации способствует равномерное покрытие исследуемой области сейсмическими станциями и

увеличение количества станций, зафиксировавших событие. Разные методы по-разному «распределяют» ошибку локации в пространстве, поэтому от выбора метода будет зависеть и величина ошибки и положение ее минимума.

Расчетные показатели для ошибки локации очагов в плане и в двух вертикальных разрезах, проходящих через точку пластопересечения, представлены на рис. 3-4. Они получены, исходя из следующих предпосылок:

- ошибка абсолютной локации составляет 5% от гипоцентрального расстояния;
- ошибка относительной локации рассчитывается при положении мастер-события в точке пластопересечения;
- ошибка определения времен вступления сейсмических волн равна шагу дискретизации сигналов – 2 мс.

Расчеты показывают, что ошибка абсолютной привязки очагов на глубине исследуемого пласта меняется по площади слабо и лежит в диапазоне 60-80 м. В то же время, используя метод относительной локации, ошибку можно сократить до 50 м в радиусе 300 м от мастер-события, а в радиусе 200 м – до 25 м.

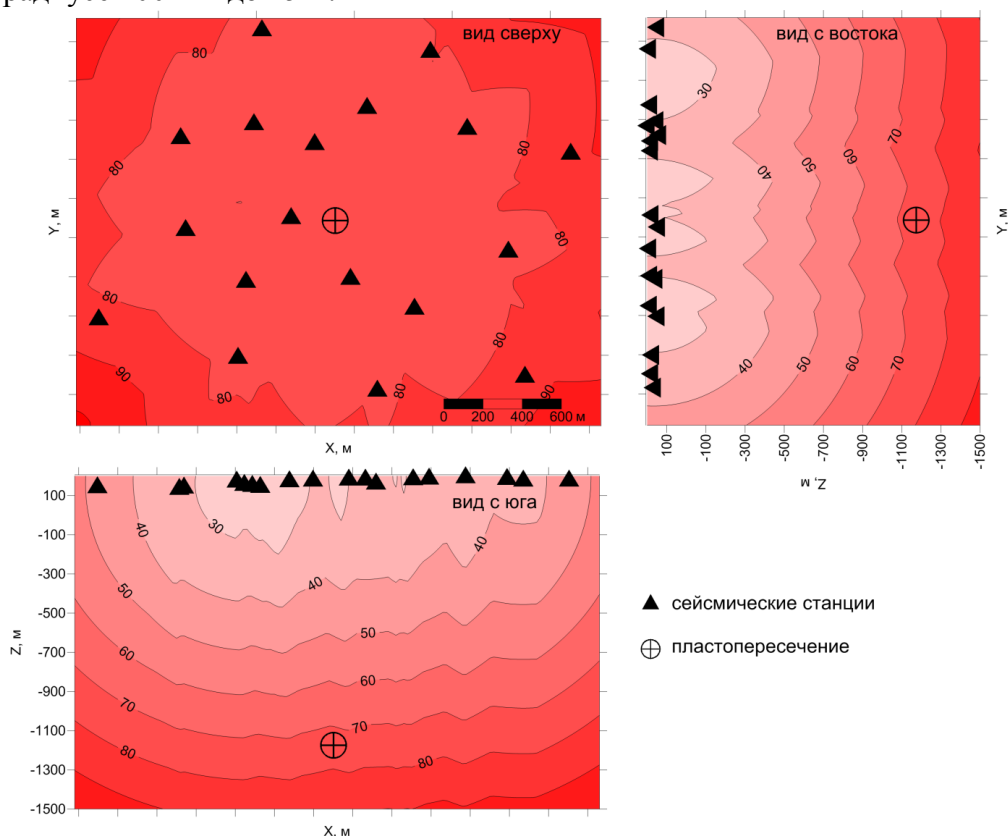


Рис. 3. Ошибка абсолютной локации для поверхностной расстановки

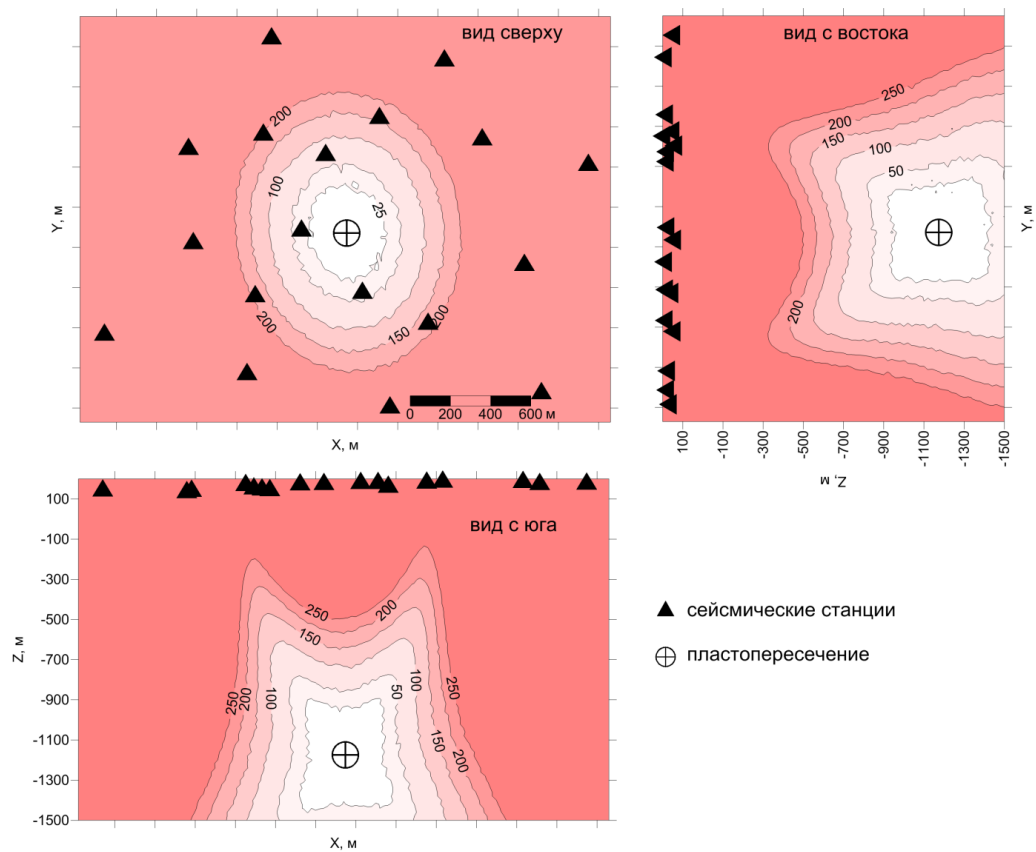


Рис. 4. Ошибка относительной локации для поверхностной расстановки

1. Gibowicz S.J., Kijko A. Introduction to mine seismology. Academic Press, 1994. 399 p.
2. Seismic monitoring in mines. Ed. by A.J.Mendecki. London: Chapman&Hall, 1997. 262 p.
3. Tchegotareva I.I., Nikolaev A.V., Sato H. Seismic emission activity of Earth's crust in Northern Kanto, Japan. Physics of the Earth and planetary interiors. – №120. – 2000. P.167-182.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ГРП В ЦПГИ ИФЗ РАН

*Фокин Илья Владимирович
Институт физики Земли РАН, (г . Москва)*

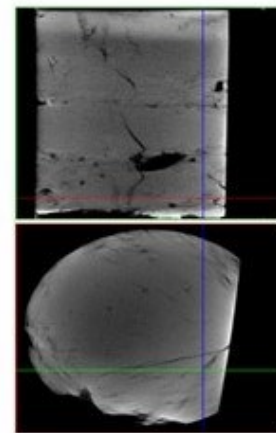
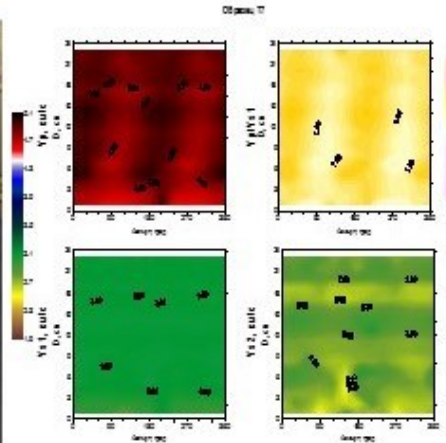
Представлен комплекс лабораторных исследований керна, проводимых в ЦПГИ ИФЗ РАН. Комплекс предусматривает разномасштабное изучение упругих свойств, микроструктуры пород, состава и их фильтрационно-емкостных свойств. В результате лабораторных исследований определяются динамические и статические модули упругости, прочностные параметры породы, параметры крипа, характеристики акустической эмиссии; проводится 2D и 3D анализ микроструктуры. Динамические модули упругости определяются как при нормальных условиях, так и при условиях, моделирующих пластовые.

При нормальных условиях проводятся многоуровневое ультразвуковое просвечивание образцов, результаты которого вместе с результатами анализа микроструктуры используются для определения степени неоднородности упругих свойств образца и выявления их анизотропии, а также сравнения упругих свойств породы в разных масштабах. Результаты геомеханических испытаний пород являются необходимыми для построения геомеханических моделей месторождений. Упругие параметры, определенные при нормальных и пластовых условиях, являются основой для построения корреляционных зависимостей для прогноза геомеханических свойств и главных напряжений при пластовых условиях по данным ГИС. Данные об упругих свойствах и микроструктуре образцов используются для построения разномасштабных моделей упругих свойств пород при нормальных и пластовых условиях с помощью методов Rock Physics, которые в дальнейшем служат основой для петроупругого моделирования месторождений, а также – для прогноза вязкоупругого поведения пород.

Первый этап: исследования на полноразмерном керне



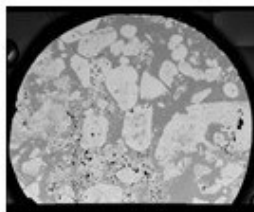
Многоуровневое УЗ
прозвучивание



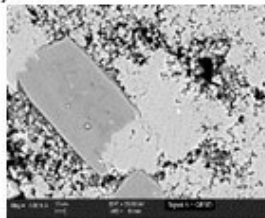
Компьютерная томография (КТ)

Второй этап:

II.1: ОМ, СЭМ, XRD

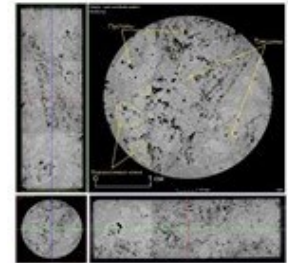
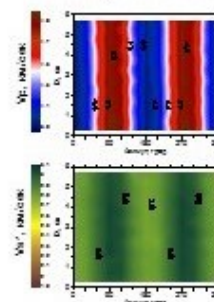


ОМ: 1 мм

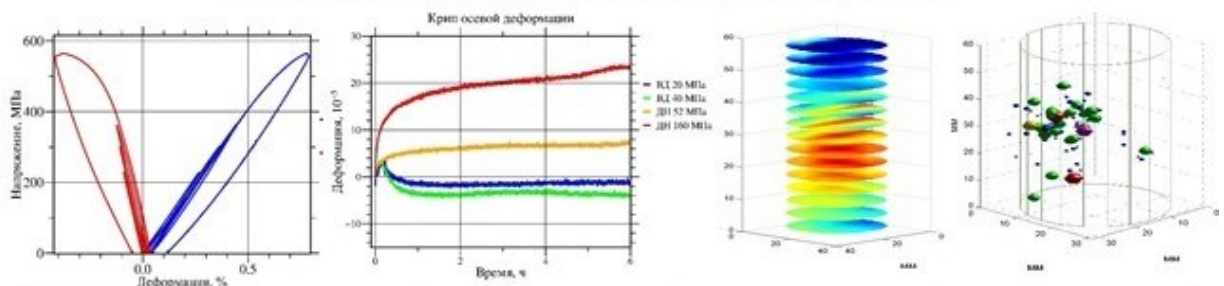


СЭМ: 10 мкм

II.2: Ø 30x60, н.у.: УЗП, КТ, ФЕС



II.3: Ø 30x60, пластовые условия: E, μ , UCS, ϕ , УЗ, АЭ,



Третий этап:

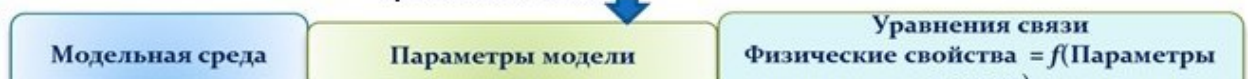


Рис. 1. Этапы работ комплекса лабораторных исследований керн ЦПГИ ИФЗ РАН.

Комплекс экспериментально-теоретических работ позволяет: решать вопрос о представительности стандартных образцов определенного размера для характеристики упругих свойств породы в масштабе полноразмерного керна; определять причину зависимости скоростей упругих волн от направления (отличить анизотропию упругих свойств от эффекта неупорядоченных неоднородностей); связывать особенности поведения физических свойств с параметрами микроструктуры породы; решать вопросы апскейлинга упругих свойств; прогнозировать скорости упругих волн (как продольных, так и поперечных) в требуемых направлениях; прогнозировать поведение скоростей упругих волн при изменении

пористости, типа флюида, минерального состава, связности компонент, степени раскрытия пор и трещин; моделировать изменение сейсмического отклика среды на изменение параметров моделей сред, слагающих изучаемую формацию;

прогнозировать распределение вдоль ствола скважины геомеханических параметров и главных напряжений по данным ГИС; прогнозировать вязко-упругое поведение пород, содержащих глинистые минералы и органическое вещество (УВ-содержащих сланцев, пород доманиковой свиты).

Список литературы:

1. Баяк И.О., Белобородов Д. Е., Березина И. А., Гилязетдинова Д. Р., Краснова М. А., Корост Д. В., Патонин А., Пономарев А. В., Тихоцкий С.А., Фокин И. В., Хамидуллин Р. А., Цельмович В.А. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях. // Технологии сейсморазведки. 2015. 2, 36–45.
2. Баяк И.О. Основные принципы математического моделирования макроскопических физических свойств коллекторов углеводородов // Технологии сейсморазведки. 2013. № 4. С. 5–18.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ДОБЫЧИ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ (СИМУЛЯТОРОВ) ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, Р.Ф. Шарафутдинов, Т.Р. Хабиров, А.А. Садретдинов,
М.Ф. Закиров
(БашГУ, НПФ «ГеоТЭК», г. Уфа))*

Контроль за разработкой месторождения включает в себя ряд таких задач, как определение интервалов и состава притока, выявление зон прорыва газа или воды, контроль процесса выработки залежи нефти и газа, оценка технического состояния скважины и т.д. В условиях многофазного потока, низких дебитов, неоднородного пласта, сложной конструкции скважины решение данных задач существенно осложняется. Поэтому использование новых подходов в комплексе с традиционными методами позволяет получать более качественный и достоверный результат.

Одним из таких подходов является использование математических моделей при интерпретации геофизических промысловых исследований. Симуляторы позволяют подтвердить результаты традиционной интерпретации, а также получить дополнительные количественные параметры и управлять процессом исследования скважин.

Обработка материала с использованием математического моделирования представляет собой решение обратной коэффициентной задачи. В связи с этим к симуляторам предъявляется ряд требований. В первую очередь, это скорость расчетов, что делает использование коммерческих расчетных пакетов общего назначения неприменимыми. Поэтому нашей научной группой было разработано семейство специализированных термогидродинамических симуляторов для различных случаев: вертикальные и горизонтальные скважины, однофазный и многофазные потоки, наличие негерметичностей, заколонных циркуляций флюида и т.д. Детальное описание одного из таких симуляторов опубликовано в работе [1].

Порядок интерпретации и список определяемых параметров сильно зависят от конкретных скважинных условий и сценария проведения исследования. Но все же можно выделить основные этапы обработки:

- Традиционная интерпретация. Математическое моделирование не заменяет ее, а дополняет и уточняет.
- Построение модели скважины и ее адаптация.
- Выявление с помощью симулятора физических процессов, оказывающих наибольшее влияние на распределения давления и температуры, и составление на их основе списка варьируемых параметров модели.
- Определение с помощью алгоритма оптимизации значений варьируемых параметров, при которых достигается наилучшее совпадение модельных и реальных распределений температуры и давления.

В качестве варьируемых параметров обычно выступают проницаемости работающих интервалов, параметры призабойной зоны (скин-фактор, ширина зоны нарушения), а также другие параметры, специфичные для конкретного исследования.

Для скважин, оборудованных постоянными системами мониторинга, которые обычно включают в себя распределенные датчики температуры и давления, математическое моделирование является единственным методом получения количественных параметров. Далее приведен пример обработки подобных данных с использованием симуляторов.

Исследование скважины проводилось сразу после перфорации. Спускаемая на трубах компоновка была оборудована распределенными датчиками температуры. По результатам традиционной интерпретации были выделены границы интервалов притока, а использование симулятора позволило определить профиль притока (рис. 1). Для решения обратной задачи были использованы данные вблизи кровли каждого из интервалов притока. На рис. 2 для примера приведено сравнение модельной и реальной температур выше всех интервалов притока.

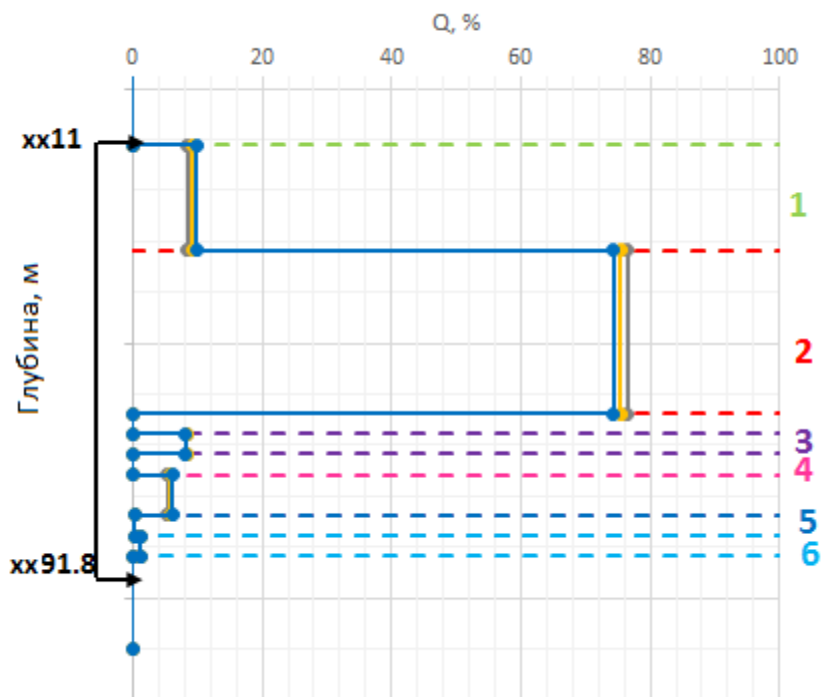


Рис. 1. Профиль притока

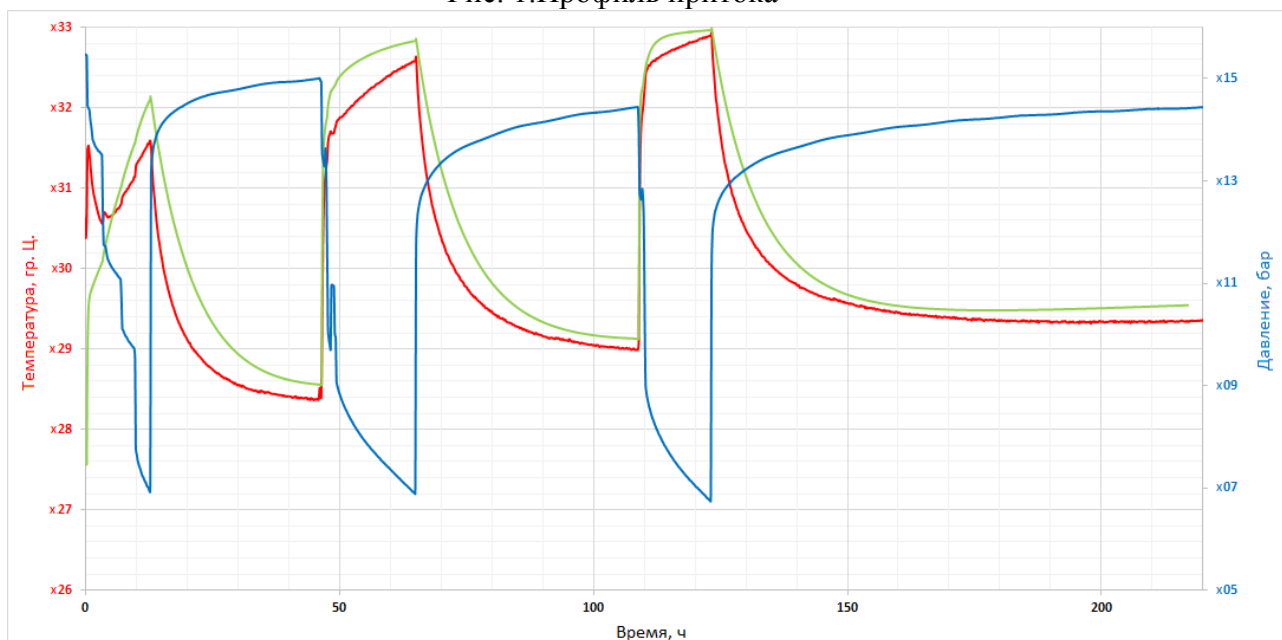


Рис. 2. Температура и давление на кровле интервала исследования (красная – реальные данные, зеленая – модельные данные, синяя – давление)

Хорошее совпадение модельной и реальной температур является одним из признаков качественной и достоверной интерпретации.

Другие примеры интерпретации с использованием термогидродинамических симуляторов и более детальным описанием можно найти в работах [1], [2] и [3].

Список использованной литературы

1. Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А. и др. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы. – SPE 136256-RU, 2010, 23ср.
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М.В, Котляр Л.А., Фёдоров В.Н., Салимгареева Э.М. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора. SPE-176589-RU, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2015.
3. Ramazanov A., Valiullin R., Sharafutdinov R., Khabirov T., Sadretdinov A., Zakirov M., Islamov D. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey. Abstract Book of 7th Saint Petersburg International Conferences & Exhibition «Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences». Saint Petersburg, 2016, 4 p.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИН, ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА НА ОСНОВЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АППАРАТУРЫ

*Даниленко В.Н., Борисов В.И., Борисова Л.К., Кондрашов А.В.,
Куйбышев Р.Р., Крысов А.А., Потапов А.П., Судничникова Е.В.,
Мамлеев Т.С., Даниленко В.В.*

АО НПФ «ГИТАС», ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)

Подземные хранилища природного газа представляют собой узловые элементы единой системы газоснабжения внутри страны и за ее пределами. Они создаются для регулирования сезонной неравномерности газоснабжения потребителей (среднемесячный расход газа зимой в 1.5-2 раза превышает летнее среднемесячное его потребление), повышения надежности экспортных поставок, а также компенсации при снижении поступления газа в чрезвычайных условиях.

Подземные газохранилища располагаются, как правило, в пределах промышленных районов в непосредственной близости от крупных экономических и социальных центров. В связи с этим требования экологической безопасности при сооружении и эксплуатации подземных хранилищ газа предписывают недропользователям создавать системы контроля состояния компонентов природной среды для оценки воздействия газового хранилища на окружающую среду с целью обеспечения нормальных условий проживания населения вблизи таких сооружений. Подобного рода необходимость определяется большим числом "каналов" возможных утечек газа, поскольку плотность сетки эксплуатационных скважин ПХГ на порядок выше, чем, например, на газовых и нефтяных месторождениях. Данное обстоятельство ведет к повышению требований к экологической безопасности объектов и определяет необходимость перехода от эпизодически осуществляемого контроля к непрерывному мониторингу параметров окружающей среды, испытывающей геофизическое и геохимическое воздействие со стороны ПХГ.

Подземные хранилища газа представляют собой весьма сложные геологические и инженерные объекты, характеризующиеся существенной пространственно-временной изменчивостью как структуры, так и физических свойств, представляющих их пород и флюидов. В промышленный комплекс ПХГ входят помимо собственно пласта-коллектора с защитной глинистой крышкой элементы инфраструктуры: газопровод-отвод от магистрального газопровода (МГ) к хранилищу, дожимные компрессорные станции (ДКС), газораспределительные пункты (ГРП), внутрипромысловые трубопроводы и газосборные коллекторы, скважины различного назначения (эксплуатационные, контрольные и наблюдательные) и другие элементы. Каждый из компонентов газохранилища, включая и элементы инфраструктуры, вместе представляют собой ряд потенциальных источников воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации подземных хранилищ газа (как и при разработке газовых месторождений) практически всегда существует возможность подземных утечек и межпластовых перетоков газа, вызванных природными и техногенными факторами. Указанные процессы могут привести к образованию скоплений газа вторичного (техногенного) происхождения в вышерасположенных (на месторождениях - в надпродуктивных) отложениях, ранее не содержавших природных или созданных искусственно при закачке газовых залежей. Возможны и поверхностные техногенные

газопроявления в виде эмиссии закачиваемого (или добываемого) и транспортируемого газа с поверхности территории горного отвода, газифицирующих родников, выходов газа в русле водотоков. Это создает дополнительную техногенную нагрузку на компоненты окружающей среды, потенциальную угрозу здоровью проживающих в близлежащих населенных пунктах людей, увеличивает возможность пожаро- и взрывоопасности отдельных объектов на территории ПХГ.

Стандарт ГОСТ Р 53239-2008 «Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации» устанавливает правила проведения мониторинга при создании и эксплуатации подземных хранилищ природных газов устанавливает виды, объемы, стадии и порядок выполнения промысловых технологических (ТИ), геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИС) исследований скважин в подземных хранилищах в целях решения задач государственного мониторинга состояния недр Российской Федерации [1] и охватывает в основном скважинные методы наблюдений за герметичностью ПХГ. Основными причинами, представляющими потенциальную опасность и вызывающими осложнения при создании и эксплуатации искусственной газовой залежи, являются:

- а) геологические - плохие экранирующие свойства покрышки, негерметичные тектонические нарушения, наличие литологических окон, уход газа за замок ловушки и т.д.;
- б) технологические - осложнения вследствие неэффективной эксплуатации хранилищ;
- в) технические - негерметичность заколонного пространства скважин, муфтовых соединений эксплуатационных и технических колонн и устьевого оборудования.

Основные виды контроля и наблюдений выполняются по скважинам различного технологического назначения по:

- объекту хранения газа;
- контрольным водоносным горизонтам, залегающим выше и ниже объекта хранения;
- питьевым водоносным горизонтам;
- дневной поверхности в границах горного отвода ПХГ.

На создаваемых и действующих объектах в соответствии с правилами [2] предусматривается выполнение комплекса стандартных и специальных измерений и исследований, основной целью которых является контроль за соответствием фактических технологических параметров эксплуатации искусственной газовой залежи проектным, а также за герметичностью перекрывающих пласт-коллектор отложений и заколонного пространства скважин.

Главной целью ГИС-техконтроля является обеспечение получения оптимального объема геофизической информации о техническом состоянии скважин в целях:

- эффективного управления процессами создания и эксплуатации ПХГ;
- своевременной корректировки технологических и проектных решений путем повышения надежности строительства, эксплуатации, реконструкции и ликвидации скважин;
- обеспечения защиты жизни и здоровья граждан и предотвращения загрязнения наземных объектов и подземных гидрогеологических комплексов;
- своевременного проведения экспертного технического диагностирования скважин ПХГ системными геофизическими исследованиями обязательным и дополнительным комплексами методов.

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважин ПХГ в первую очередь определяется техническим состоянием обсадных колонн, технологического оборудования и цементного кольца в заколонном пространстве.

Для этих целей АО НПФ «ГИТАС» и ПАО НПП «ВНИИГИС» в содружестве с ООО «ИНГТ», ООО «Нефтегазгеофизика», ООО «Газпромгеоресурс», ООО АМК «Горизонт» разработали комплексные скважинные и наземные приборы, позволяющие решать вопросы герметичности скважин и ПХГ.

Геофизические исследования технического состояния колонн обеспечиваются приборами для одновременной магнитоимпульсной дефектоскопии четырех колонн труб помещенных в скважину. Различные типы (интегральные, сканирующие, автономные, кабельные, на трубах) исполнения комплексных приборов, оснащенные высокочувствительными датчиками термометрии, барометрии и каналом гамма-каротажа, обеспечивают исследования при температурах до 180 °С и давлении до 150 МПа.

Для одновременного определения технического состояния обсадных колонн, и цементного кольца в заколонном пространстве, а также выявления наличия техногенных скоплений газа, разработан и внедрен в производство комплексный прибор, объединяющий метод спектрометрического нейтронного каротажа и сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии. Авторские права на разработку принадлежат ПАО «Газпром».

По заданию ООО «Газпромгеоресурс» нами совместно с ООО «ИНГТ», ООО «Нефтегазгеофизика» разработан комплексный прибор, объединяющий метод акустического телевизора и сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии.

Для мониторинга внутрипромысловых трубопроводов от скважины до газосборного коллектора станции ПХГ разработан специальный внутритрубный дефектоскоп.

Для контроля утечек газа при проведении внутрискважинных работ с применением колтюбинговых установок разработан прибор контроля технического состояния без-муфтовой длинномерной трубы диаметрами 38 и 43 мм. Права на разработку принадлежат ПАО «Газпром».

Контроль герметичности перекрывающих пласт-коллектор отложений и загазованности подземных вод осуществляется технологией и аппаратурой, разработанной на основе метода становления электромагнитного поля в ближней зоне, обеспечивающей наземный долговременный дистанционный непрерывный мониторинг на площади до 1 км² в стационарном режиме и до 80 км² при применении переносной аппаратуры. Права на разработку принадлежат ПАО «Газпром».

Применение разработанной АО НПФ «ГИТАС», ООО «Сейсмосетсервис» и ПАО НПП «ВНИИГИС» новой высокочувствительной 32 разрядной аппаратуры для вертикального сейсмического профилирования и проведения специальных исследований с использованием методов скважинной сейсмики ВСП, НВСП, МОГ, сейсмотомографии, позволяет уточнять геологическое строение пласта коллектора, выяснить причины его негерметичности.

Разработанные новые технологии и аппаратура обеспечивают решение следующих задач:

- контроль диаметров, толщин и целостности обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), глубины их башмаков и соответствие конструкции скважины проекту;
- контроль степени износа и выявление повреждений обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), прогнозирование аварийных ситуаций в процессе эксплуатации и капитального ремонта скважины;
- контроль наличия и местоположения элементов технологической оснастки обсадных колонн (центраторов, скребков, турбулизаторов, заколонных пакеров и др.) и соответствие их проекту;
- регистрацию расположения муфт обсадных колонн (в увязке с геологическим разрезом);
- представление фактического паспорта конструктивных элементов обсадных колонн для дела скважины;

- определение высоты подъема цемента за колонной и наличия сцепления цемента с колонной и породой, степени однородности и полноты заполнения цементом затрубного пространства, наличия затрубных каналов, заполненных жидкостью и газом;
- выявление заколонных перетоков флюида;
- уточнение фактической конструкции скважины;
- контроль технического состояния обсадной колонны и цементного кольца, выявление негерметичности колонн, цемента, заколонных перетоков для проектирования ремонтных работ;
- определение интервалов поступления воды в скважину;
- контроль технического состояния насосно-компрессорных труб и лифтового оборудования;
- информационное сопровождение ремонтных работ, проведение специальных исследований при различных технологических операциях в процессе ремонта (определение вырезанных участков эксплуатационных колонн, определение качества намывки гравийного фильтра и др.);
- контроль и оформление протоколов геолого-технологических мероприятий, проводимых в скважинах (гидроразрывы пластов, обработка и иные воздействия на призабойную зону), оценку их эффективности;
- контроль и оформление записей результатов ремонтных работ для формирования дела скважины;
- контроль фактического положения и качества намывки гравийных фильтров;
- формирование базы фоновых исследований для последующего мониторинга технического состояния скважин, проектирования и контроля ремонтных работ;
- экспертное техническое диагностирование скважин - в сроки, устанавливаемые нормативными документами в зависимости от категории скважины;
- контроль при проведении капитального ремонта скважин;
- контроль при подготовке скважин к консервации и ликвидации;
- выявление межколонных проявлений и скоплений газа в затрубном пространстве, интервалов гидратных и солевых отложений;
- информационное сопровождение ремонтных работ, проведение специальных исследований при различных технологических операциях в процессе ремонта (определение вырезанных участков эксплуатационных колонн, определение качества намывки гравийного фильтра и др.);
- контроль и оформление записей результатов ремонтных работ для формирования дела скважины;
- контроль фактического положения интервала перфорации и качества вторичного вскрытия пласта.

Литература

1. Положение о порядке осуществления государственного мониторинга состояния недр Российской Федерации (Приказ МПР России от 21.05.2001 № 433)
2. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах ПБ-08-621-03-2003 (Постановление Госгортехнадзора России от 05.06.2003 № 57)

**МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ЦЕНТРА МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ

*Лобанков В.М. (Уфимский ГНТУ),
Лахов В.М. (ВНИИМС), Муратишин А.М. (ЦСМ РБ)*

В России сырьевой сектор по-прежнему продолжает оставаться основным фактором роста экономики. Геофизические измерения в скважинах (ГИС) являются информационной основой недропользования. По их результатам осуществляется оценка запасов нефти, газа и других полезных ископаемых.

Вопросы достоверности информации о реальном состоянии минерально-сырьевых ресурсов приобретают первостепенное значение. Однако какие-либо требования к показателям точности оценки запасов нефти, газа и других ископаемых до сих пор отсутствуют. В принятой новой классификации запасов нефти и газа на месторождениях Российской Федерации количественные критерии отнесения оцененных запасов к той или иной категории отсутствуют. Очевидно, отсутствие в недропользовании утвержденных норм на показатели точности оцененных запасов полезных ископаемых по категориям порождает отсутствие необходимости процедуры подтверждения соответствия этим нормам их оцененных запасов.

В России отсутствует национальная система обеспечения единства и требуемой точности геофизических измерений, поэтому отсутствуют гарантии качества исходной для оценки запасов первичной геофизической информации. Отсутствует система государственного мониторинга коэффициента извлечения нефти (КИН). Правительством России плановые показатели декларированы, а методы их оценки до сих пор не разработаны. Требования Федерального Закона «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.2002 г. на геофизическую технику и геофизические услуги распространяются лишь в добровольном порядке. Сертификация геофизической продукции и услуг фактически отсутствует.

Следует отметить, что оценка запасов месторождений полезных ископаемых России на самом деле должна относиться к государственным учетным операциям. Оцененные запасы углеводородного сырья входят в государственную статистическую отчетность, по ним принимаются правительственные решения. Однако геофизические измерения, выполняемые при оценке запасов полезных ископаемых, прямо не отнесены к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений. Они не входят в обязательный перечень, регламентированный Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. Тем не менее, косвенно действие этого Закона распространяется на такие измерения как на измерения, относящиеся к учетным операциям.

Вопрос о повышении достоверности геофизических измерений для осуществления рационального недропользования без ущерба для окружающей среды рассматривался в Комитете Государственной Думы по энергетике 18 декабря 2014 г. (рекомендации № 3.25-5/89 от 28 января 2015 года). К сожалению, Минпромторг и Росстандарт пока не нашли возможности приступить к решению этой важной для России проблемы.

Современное состояние метрологического обеспечения (МО) ГИС в России из-за добровольности сертификации геофизической продукции и услуг и отсутствия требуемого количества государственных эталонов единиц геофизических величин следует признать неудовлетворительным.

В некоторой степени единство геофизических измерений на добровольных началах частично поддерживает ГУП Центр метрологических исследований «Ура-Гео» Республики Башкортостан. Работники этого Центра выполняют калибровку незначительной части геофизических эталонов в некоторых геофизических компаниях с помощью передвижных калибровочных лабораторий на договорных условиях.

Однако полным набором эталонов для геофизических измерений, как в процессе бурения нефтегазовых скважин, так и для обычной кабельной и автономной аппаратуры ГИС не обладает ни одна российская геофизическая компания. Практически невозможно и экономически нецелесообразно, например, в 50 геофизических компаниях создать полный набор эталонов для геофизической измерительной техники, калибруемой для разных типовых геолого-технических условий с учетом множества влияющих факторов. Расширение эталонной базы в каждой геофизической компании потребовало бы значительных ресурсов и квалифицированных научных кадров для обоснования необходимого перечня и параметров геофизических эталонов, на разработку технологии их создания, на разработку методик их калибровки и периодического сличения между собой.

Решение проблемы развития и совершенствования системы МО ГИС в России следует искать в создании метрологической структуры Федерального уровня, аналогичной метрологическим институтам Росстандарта. Требуется государственная организация, ответственная за обеспечение единства и требуемой точности геофизических измерений. Она должна быть технически компетентной в создании любых требуемых для геофизической аппаратуры специальных эталонов, позволяющих воспроизводить, хранить и передавать единицы величин скважинной измерительной техники для общепринятых типовых геолого-технических условий.

Опыт создания подобного государственного центра обеспечения единства и требуемой точности геофизических измерений имеется в Китайской Народной Республике, где в 2014 г. в г. Сиань создан Национальный центр метрологии геофизических измерений, оснащенный государственными геофизическими эталонами применительно к условиям китайских нефтегазовых месторождений. В г. Хьюстон (США) при Американском нефтяном институте (API) и в г. Абердин (Великобритания) по инициативе нефтяных и геофизических компаний еще в прошлом веке были созданы и действуют Центры геофизических эталонов.

Создание в России Центра государственных геофизических эталонов позволило бы решать следующие задачи:

- осуществлять достоверные учетные операции в сфере недропользования на основе государственного регулирования обеспечения единства геофизических измерений в соответствии с Федеральным законом № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. «Об обеспечении единства измерений»;
- выполнять научные исследования по обоснованию и созданию первичных государственных геофизических эталонов, а также аттестацию методик геофизических измерений;
- хранить первичные государственные эталоны, передавать воспроизводимые единицы рабочим эталонам приборостроительных и производственных геофизических предприятий;
- осуществлять международное сличение национальных геофизических эталонов России и Китая, США, Великобритании, стран-участниц Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС; наличие единых взаимосвязанных национальных геофизических эталонов в разных странах обеспечит взаимное признание результатов геолого-геофизических измерений на мировом рынке геофизических измерительных услуг.

Такой национальный Центр помимо обеспечения единства геофизических измерений мог бы осуществлять также сертификацию отечественной и зарубежной геофизической техники. К данной работе целесообразно подключить Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан (ЦСМ РБ), ВНИИМС, УНИИМ и другие метрологические институты Росстандарта. Создание такого Центра дало бы возможность гарантировать требуемые показатели точности геофизических измерений на территории Российской Федерации, обязать зарубежные геофизические компании проходить сертификацию в соответствии с требованиями российского законодательства и получать единицы измеряемых величин от российских эталонов. Он позволит также обеспечить контроль недропользователей по плановым показателям извлечения нефти, а также независимый аудит компетенции сервисных геофизических компаний.

Выводы:

1 Информация о запасах нефти и газа на российских месторождениях, получаемая с использованием геофизической измерительной техники, должна быть максимально достоверной и базироваться на государственных эталонах единиц геофизических величин.

2. Для исполнения требований Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» в сфере недропользования необходимо на основе государственно-частного - партнерства создание Федерального Центра метрологии геофизических измерений (ФГЦМС)– хранителя первичных государственных геофизических эталонов. Такой центр может быть создан в Уфе на базе Государственного унитарного предприятия Центр метрологических исследований «Урал-Гео» Республики Башкортостан.

3. ФГЦМС совместно с ВНИИМС, ЦСМ РБ и Испытательным кластером РБ сможет осуществлять сертификацию отечественной и зарубежной геофизической техники, что обеспечит российской геофизике конкурентоспособность на мировом рынке измерительных услуг.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИС НА БАЗЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЭТАЛОНОВ

*Лобанков В.М., Николаев Н.А. (Уфимский ГНТУ),
Гарейшин З.Г., Святохин В.Д., Яхин Р.В. (ЦМИ «Урал-Гео»),
Хасанов М.В., Гриценко В.А. (НПФ «Геофизика»),*

При оказании услуг недропользователям геофизические компании вынуждены помимо осуществления основной измерительной деятельности одновременно осуществлять метрологическую деятельность, связанную с использованием эталонов единиц геофизических величин. Без передачи единиц измеряемых величин скважинной аппаратуре и периодического подтверждения стабильности характеристик аппаратуры во времени геофизические измерения принципиально невозможны [1, 2].

Современное состояние метрологического обеспечения (МО) геофизических измерений в скважинах (ГИС) в России нельзя считать удовлетворительным. Большинство параметров пластов и скважин не могут быть измерены скважинной аппаратурой с гарантированными показателями точности, так как она не обеспечена необходимым количеством высокоточных эталонов единиц геофизических величин. Соответственно, построить достаточное количество калибровочных (КФ), поправочных (ПФ) и калибровочно-поправочных (КПФ) функций на современном этапе развития геофизической науки и приборостроения не представляется возможным.

Метрологическое обеспечение скважинной электрометрии пока основано на использовании имитаторов величин, параметры которых определены расчетным путем, а реальные эталоны электрических параметров в виде физических моделей пластов как для калибровки скважинной аппаратуры, так и для аттестации имитаторов электрических величин отсутствуют.

Измерения акустических параметров пластов обеспечены эталонами в виде трубных волноводов, калиброванных только по интервальному времени и коэффициенту затухания продольных акустических волн. Эталоны для аппаратуры акустического каротажа (АК) по параметрам поперечных волн и волн Лэмба-Стоунли отсутствуют. Кроме того, отсутствуют эталоны единиц коэффициента пористости пласта с известными акустическими параметрами, что не позволяет оценивать погрешности измеряемого коэффициента пористости через акустические параметры пласта методом косвенных измерений.

Эталоны коэффициента общей пористости пластов для аппаратуры нейтронного (НК) и плотности пластов для аппаратуры плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П) построены для ограниченного набора типовых геолого-технических условий (ГТУ) [1]. Имеются эталоны пористости песчаных и кальцитовых водонасыщенных пластов, пересеченных скважинами диаметром 124, 156, 216 и 295 мм, часть из них внесены в государственный реестр стандартных образцов Российской Федерации. К сожалению, в этом реестре ошибочно оказались имитаторы плотности в виде магниевых и алюминиевых полупластов (без скважины), которые не могут быть использованы для построения калибровочных функций аппаратуры ГГК-П в силу существенного отличия их химического состава от состава и структуры реальных пористых горных пород, пересеченных скважиной. Отсутствуют эталоны пористости и плотности доломитовых водонасыщенных пластов. Также отсутствуют эталоны пористости каких-либо нефтенасыщенных и газонасыщенных горных пород. Отсутствует

возможность калибровки аппаратуры НК для условий измерений коэффициента общей пористости пластов через обсадную зацементированную колонну. Кроме того существующие эталоны пористости и плотности пород не позволяют выполнить калибровку аппаратуры с зондами НК и ГГК-П на бурильных трубах, предназначенной для измерений ядерно-геофизических параметров пластов непосредственно в процессе бурения скважин [1].

Не лучшее состояние МО измерений и при гамма-акустическом контроле технического состояния скважин. До сих пор не представляется возможным измерять ширину микрозазора между колонной и цементом, цементом и породой, а также плотность цемента за обсадной колонной из-за отсутствия соответствующих эталонов.

ГИС-контроль разработки нефтегазовых месторождений малоэффективен из-за отсутствия комплекса государственных эталонов, воспроизводящих параметры потока «вода-нефть-газ» в разных колоннах добывающих наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Очевидно, при выполнении геофизических измерений однотипной скважинной аппаратурой в разных ГТУ необходим полный набор разных КФ, ПФ или КПФ. В таком случае современная геофизическая аппаратура могла бы выполнять прямые скважинные измерения параметров пластов и скважин в строго фиксированных рабочих ГТУ с минимумом вводимых поправок. Для получения возможности построения полного семейства индивидуальных и типовых калибровочно-поправочных функций создаваемой однотипной скважинной аппаратуры необходимо наличие соответствующих эталонов единиц измеряемых геофизических величин.

Эталонная база геофизических компаний составляет менее 25% от необходимого количества требуемых эталонов единиц геофизических величин для типовых ГТУ. Создание полной эталонной базы для основных типовых ГТУ в любой отдельной геофизической компании принципиально невозможно. Экономически целесообразно решение такой задачи, требующей значительных ресурсов, научных кадров, разработки технологий их создания и методик их сличения с эталонами других стран, искать в создании Национального геофизического центра метрологии и сертификации геофизической продукции, оснащенного государственными эталонами. Этот национальный центр мог бы обеспечить в сфере недропользования Российской Федерации единство и требуемые показатели точности геофизических измерений, а также сертификацию отечественной и зарубежной геофизической техники, применяемой на российских нефтегазовых месторождениях.

Обобщенный перечень групп государственных эталонов единиц геофизических величин, которые следовало бы создать в ближайшие годы, представлен в таблице.

Таблица

№	Группы основных государственных эталонов единиц геофизических величин	Назначение и условия применения геофизических эталонов
1	Эталон пористости и плотности песчаных, кальцитовых и доломитовых водонасыщенных, нефтенасыщенных и газонасыщенных пород, пересеченных скважинами 124, 156, 216 и 295 мм.	Калибровка аппаратуры НК, АК и ГГК-П, в том числе и для НК и ГГК-П в процессе бурения

2	Эталонны (вставки в скважины эталонов пористости) толщины стенки труб и цемента в затрубном пространстве.	Калибровка аппаратуры НК через обсадную колонну, а также аппаратуры СГДТ и ЦМ по плотности цемента при фиксированной плотности пласта и толщине колонны.
3	Эталоны пористости песчаных, кальцитовых и доломитовых водонефтегазонасыщенных пород, пересеченных скважинами 124, 156, 216 и 295 мм.	Калибровка аппаратуры ИНГК-С в единицах коэффициента нефтенасыщенности и газонасыщенности пород, в том числе и через обсадную колонну.
4	Эталоны удельной электрической проводимости пласта, зоны проникновения и жидкости в скважине	Калибровка и поверки аппаратуры многозондовых ИК и ВИКИЗ.
5	Эталоны влагосодержания, плотности и удельной электрической проводимости водонефтяной эмульсии в колонне добывающей наклонно-направленной и горизонтальной скважины.	Калибровка скважинных влагомеров нефти, гамма-плотномеров и резистивиметров в колонне добывающей скважины на основе эталонной однородной водонефтяной эмульсии.
6	Эталоны для средств измерений параметров керновых образцов и шлама	Метрологическая аттестация петрофизических лабораторий и станций геолого-технологических исследований.
7	Эталоны длины для полевой разметки геофизического кабеля, проволоки, колтюбинговых труб.	Калибровка (разметка) геофизического кабеля, проволоки, колтюбинговых труб при естественном воздействии влияющих величин в процессе спуско-подъема скважинной аппаратуры.

Наличие государственных эталонов единиц геофизических величин позволит создать и применять государственные стандарты на методики выполнения измерений параметров пластов и скважин в различных геолого-технических условиях [2].

Выводы:

1 Измерительная информация о недрах России должна быть максимально достоверной и это государственная задача. Однако показатели точности значительной части скважинных геофизических измерений, а также оценки запасов нефти и газа в целом не гарантированы.

2. Геолого-технические условия измерений в скважинах разнообразны, поэтому требуется множество калибровочных функций, поправочных функций и калибровочно-поправочных функций для однотипной индивидуально градуируемой скважинной аппаратуры. Однако метрологическое обеспечение скважинных измерений можно признать удовлетворительным только для четверти типовых геолого-технических условий.

3. Система воспроизведения единиц геофизических величин и передача их скважинной аппаратуре должна быть государственной как, например, в Китае. Она должна включать первичные государственные эталоны и рабочие эталоны геофизических компаний и позволять калибровку скважинной аппаратуры любой конструкции. Используемые геофизиками единицы величин Международной системы единиц SI должны также прослеживаться к государственным эталонам России.

4. Дальнейшее развитие ГИС должно базироваться на новых первичных государственных эталонах единиц геофизических величин, созданных для всего комплекса типовых геолого-технических условий нефтегазовых месторождений и хранимых в Федеральном геофизическом центре метрологии и сертификации. Альтернативы этому нет.

5. Новый комплекс государственных геофизических эталонов, включая эталоны пористости и нефтегазонасыщенности, должен быть увязан с эталонами США, Великобритании, Китая, стран-участниц Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС, что позволит российским геофизикам конкурировать на мировом рынке геофизических измерительных услуг.

Список литературы:

1. *Лобанков В.М., Лантев В.В.* Требования к эталонам геофизических величин при оценке запасов нефти и газа. - Недропользование 21 век, 2015, № 2.-с 9–14.

2. *Широков В.Н, Лобанков В.М..* Метрология, стандартизация, сертификация. Учебное пособие. М: МАКС Пресс, 2008.-498 с.

МОЛОДЕЖНАЯ СЕКЦИЯ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПЛАСТЕ С ТРЕЩИНОЙ ГРП.

Шарипов А.М.

*Башкирский государственный университет, г. Уфа,
Россия*

В настоящее время известны различные методы которые используются для контроля качества проведения гидроразрыва пласта (ГРП). У каждого из этих методов различная информативность: наиболее информативными являются наклонометрия и микросейсмические исследования. Но эти методы являются дорогостоящими и требуют установки специальных датчиков и оборудования. В связи с этим актуальным являются работы, направленные на повышение информативности более простых и дешевых методов. Одним из таких методов является термометрия.

Данная работа посвящена численному моделированию тепло-и массопереноса в пласте с трещиной ГРП. Предложена математическая модель для расчета давления и температуры в системе скважина-пласт-трещина ГРП. Предлагается использовать различные расчетные сетки для трещины и пласта. Такой подход позволяет сделать модель трещины независимой от модели пласта, что позволяет отдельно записать уравнения для этих моделей и независимо протестировать их. Также сетка для трещины является более детальной, чтобы иметь возможность задавать ширину трещины порядка 1 мм. Предложенная модель позволяет описывать различные режимы течения: линейные потоки в трещине и радиальные потоки в пласте. Для этого уравнения для пласта записываются в полярной системе координат, а для трещины в декартовой системе координат. При расчете температуры учитываются термодинамические эффекты (эффект Джоуля-Томсона, эффект адиабатического расширения), конвективный и кондуктивный механизмы теплопереноса.

По результатам моделирования изучено влияние свойств трещины (длина, ширина, проницаемость) на изменение температуры в скважине. Рассматриваются режимы добычи и закачки. Показано, что параметры трещины ГРП влияют на формирование температуры в скважине.

**ИЗМЕНЕНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СТРОЕНИИ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТУРНЕЙСКО-ФРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С
УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ СОВРЕМЕННЫХ И
ИСТОРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

Авторы работы: Л.Р. Аликаева (ООО «БашНИПИнефть»)

Руководители: О.Р. Привалова, К.Д. Шуматбаев (ООО «БашНИПИнефть»)

Промышленная нефтеносность Табынского месторождения, введенного в разработку в 1968г., связана с карбонатными коллекторами турнейского, фаменского, франского и живетского ярусов и отложениями артинского яруса. В тектоническом отношении в палеозойском структурном этаже месторождение располагается в Бельской депрессии Предуральского краевого прогиба - на севере зоны складок кинзебулатовского типа, что определяет сложность рассматриваемых отложений.

Стандартный комплекс ГИС, выполненный в большинстве скважин, не дает однозначной характеристики коллектора по причине сложного пустотного пространства, ухудшенного присутствием в разрезе глинистых минералов и битума, поэтому в предыдущих работах по подсчету запасов выделялась общая толщина коллектора без выделения эффективных толщин. По данным архивных исследований керна, в продуктивной части отложений девона и карбона выделяется, в основном, трещинно-поровые и трещинные коллектора. Поровые коллектора встречаются крайне редко и имеют подчинённое значение. В 2016 г. пробурена скв.115ТБУ, в которой был проведен расширенный комплекс ГИС, включающий в себя исследования электрическим микроимиджером, АКШ, ГКС, акустическим имиджером, проведены промысловые исследования, отобран и исследован керн (профильные исследования ГК, фото в ультрафиолете, определение Кп, Кпр) (рис.). Все стандартные образцы-цилиндры, из этой скважины имеют крайние низкие ФЕС ($K_p < 3\%$ $K_{пр} < 0.5$ мД). Таким образом, выделение проницаемых интервалов представляет собой сложную задачу.

Выводы

Поэтому в сложнопостроенных отложениях ключевыми методами для выделения фильтрующих интервалов являются результаты расширенного комплекса ГИС, промысловые исследования (ПГИ) и временные замеры радиоактивных методов (ГК), наличие РГЭ (радио-геохимический эффект) в работающих интервалах.

Это позволило разделить общую толщину на коллектор с разным типом пустотного пространства – порового и сложного строения, и выделить интервалы неколлектора с дальнейшим прослеживанием аналогичных интервалов коллектора и неколлектора в остальных скважинах Табынского месторождения.

Список литературы

1. Подсчет запасов нефти и газа Табынского нефтяного месторождения/ А.В. Копытов, 1981
2. Шувалова А.В., Зайнуллина Ф.А., Определение трещинной пустотности карбонатных коллекторов при подсчете запасов нефти по месторождениям ОАО «АНК

«Башнефть»/Нефтяное хозяйство. – 2009. – Вып. 11. – С. 112-116

3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/Под ред. Н.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.- 261 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

*Канафин Ильдар, аспирант кафедры геофизики
(научный руководитель: профессор Шарафутдинов Р.Ф.)
ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа
E-mail: vradlik@gmail.com
Тел.: +7 (906) 107-88-05*

Разработка нефтяных месторождений ведется в большинстве случаев при многофазных потоках. Одной из причин этого является снижение давления в скважине и пласте ниже давления насыщения нефти газом. С другой стороны, многофазность потока обусловлена обводнением пластов-коллекторов. Для однозначности заключений термогидродинамических исследований скважин при многофазных потоках необходимо детально исследовать формирование температурного поля в системе скважина-пласт, в частности при двухфазном течении нефти и газа.

В работе предлагается двухфазная модель газированной нефти с учетом следующих термодинамических процессов в пласте: эффект Джоуля-Томсона, теплота разгазирования, конвективная и кондуктивная теплопроводность, межфазный теплообмен, фазовые переходы (разгазирование нефти при давлении ниже давления насыщения нефти газом).

При разработке математической модели неизотермического движения нефти и газа в системе «скважина-пласт» приняты следующие допущения: пренебрегается влиянием капиллярного давления и температуры на гидродинамические параметры. За основу принята модель black oil. Далее будут действовать следующие обозначения для фаз: 1-нефть, 2-газ; для компонент: 1-нефтяная, 2-газовая. Равновесная концентрация газа в нефтяной фазе находится по закону Генри. Температуры фаз и скелета считаем одинаковыми для пласта, капиллярными эффектами пренебрегаем. Вязкости фаз считаются постоянными, плотности нефтяной и газовой фазы зависят только от давления и температуры для пласта и постоянны для скважины. Разгазирование происходит мгновенно, считается, что насыщенности газовой фазы достаточно для создания равновесной концентрации.

С учетом сделанных выше допущений уравнение энергии равновесной двухфазной неизотермической фильтрации в пласте с учетом разгазирования нефти в одномерной радиальной постановке имеют вид [1]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2]T + [1 - m]\rho_{mtx} c_{mtx} T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r[\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2]T) =$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + J_{12}(c_2 - c_1)T + J_{12} \chi_{12} + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} - (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1)$$

В этом уравнении под J_{12} подразумевается интенсивность переноса массы при разгазировании и определяется как:

$$J_{12} = m \frac{\partial}{\partial t}(\rho_1 S_1 C_{12}) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 C_{12} \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad (2)$$

Для расчета температуры в скважине дифференциальное уравнение (1) решается итерационно методом прогонки.

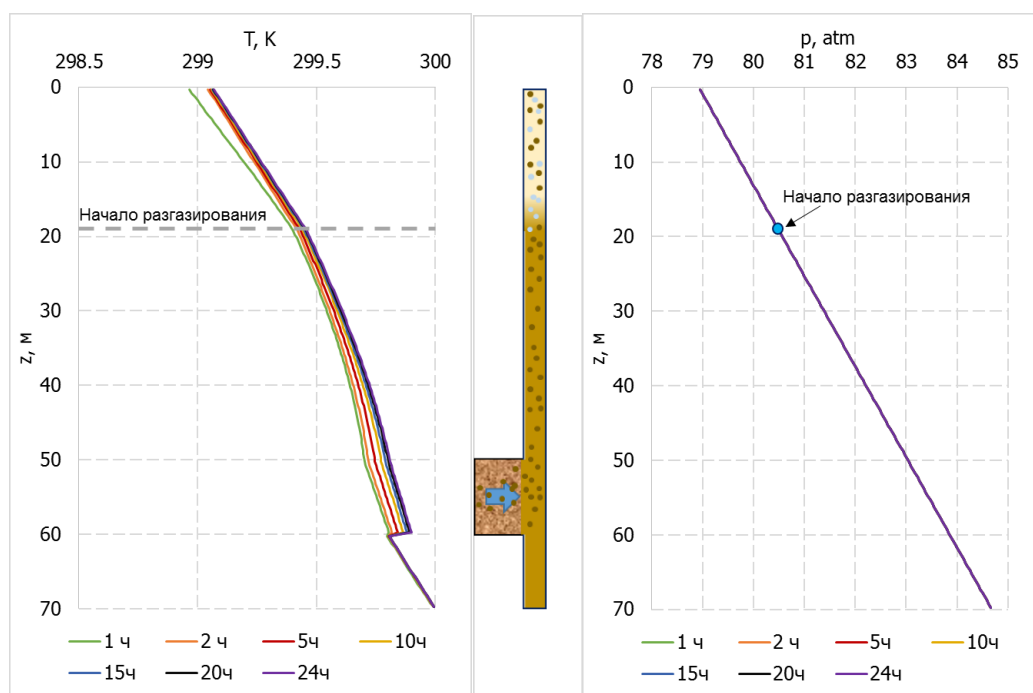


Рисунок 1 – Распределение температуры и давления в скважине при давлении насыщения $P_{\text{нас}} = 80,5$ атм

На рисунке 1 приведены результаты моделирования. Смоделирована работа добывающей скважины в течение 1 суток с пластовым давлением 100 атм и давлением насыщения нефти газом равным 80.5 атм. Из распределения термограмм видно, что при давлении в скважине ниже давления насыщения из нефти выделяется газ (с глубины ~19 м) и это приводит к изменению градиента температуры.

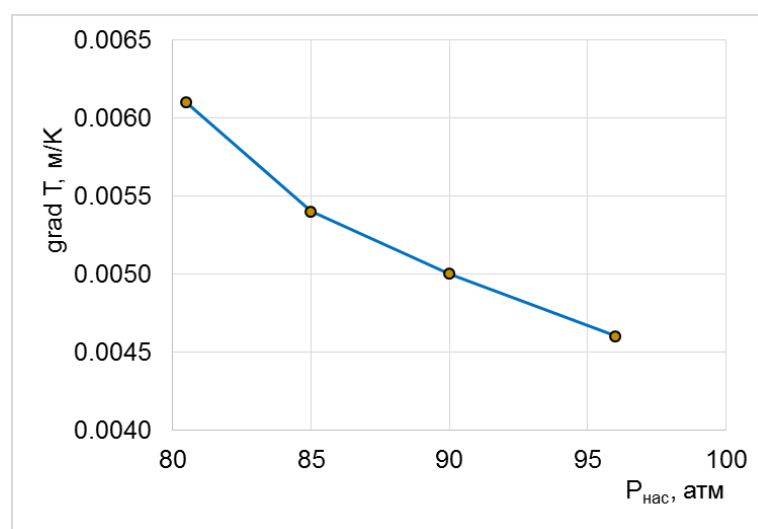


Рисунок 2 – Изменение градиента термограммы в скважине от величины давления насыщения нефти газом

На рисунке 2 приведена зависимость градиента термограммы в скважине от величины давления насыщения. С увеличением значения давления насыщения градиент температуры в скважине уменьшается. Это объясняется тем, что с увеличением $P_{\text{нас}}$ процесс разгазирования в скважине стремится к зумпфу, а в пласте – к контуру питания пласта.

Таким образом, исследована зависимость градиента термограммы в скважине от величины давления насыщения нефти газом. Выяснено, что с ростом давления насыщения градиент температуры уменьшается. В дальнейшем планируется исследовать температурное поле в скважине при давлении насыщении нефти газом, зависящим от температуры.

Литература

1. Хабилов Т.Р., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. Математическая модель для расчета термогидродинамических процессов в системе горизонтальная скважина-пласт // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – №8. – С.29-32.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ СИМУЛЯТОРОВ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Файзуллин Наиль Фанзилевич, аспирант кафедры геофизики
(Соавторы: д.т.н., проф. Рамазанов А.Ш., к.ф.-м.н., ст. преп. Садретдинов А.А.)
Башкирский государственный университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.
Тел.: +7 (937) 488 43 45
Email: dr.faiizmeister@gmail.com*

Одной из целей создания математических моделей пластовых систем является решение практических задач, в частности интерпретация данных, полученных в ходе геофизических исследований. Хорошее совпадение расчетных и промысловых данных может свидетельствовать о достоверности модели и понимании процессов, происходящих в пласте и скважине.

В данной работе рассматривается сравнение полевых данных, полученных при испытании газовой скважины и математической модели, включающей в себя модели газовых пластов, ствола скважины, а также соотношения, обеспечивающие связь моделей пластов и скважины.

Уравнение энергии для газонасыщенного пласта учитывает конвективный и кондуктивный теплоперенос и баротермический эффект (эффект Джоуля – Томсона и адиабатический эффект). В стволе скважины учитывается конвективный теплоперенос, конвективный теплообмен с горными породами, термодинамические эффекты и эффект калориметрического смешивания в интервалах притока.

Испытание пласта – это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъемными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластового флюида и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами.

Инструмент был снабжен автономными датчиками давления и температуры, расположенными над кровлей трех интервалов перфорации. На протяжении трех циклов отбора – восстановления была получена информация об изменении температурного поля и поля давления в скважине.

Вначале, с помощью программного пакета для анализа данных по давлению были получены средние значения фильтрационных параметров в приближении однородного по толщине единого пласта. Затем, с помощью разработанного в БашГУ температурного симулятора TTS удалось получить уточненную информацию об индивидуальных фильтрационных свойствах для всех трех перфорированных интервалов.

В докладе обсуждаются полевые материалы испытания газовой скважины, математическая модель системы «газовые пласты – скважина», результаты моделирования и сравнение расчетных и промысловых данных.

АНАЛИЗ СПЕКТРОВ ИЗЛУЧЕНИЯ, РЕГИСТРИРУЕМЫХ СГК, ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ФЕС КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАО

Авторы работы: Лакомкина К.О. (ООО БашНИПИнефть»)

Руководитель: Шуматбаев К.Д. (ООО «БашНИПИнефть»)

При интерпретации данных ГИС карбонатных отложений одной из основных задач является оценка глинистости пород. Глинистость, как правило, связывают с естественной радиоактивностью горных пород и оценивают по методике Ларионова. Однако это положение не всегда может быть истолковано однозначно, так как встречаются породы с низкой глинистостью и высоким содержанием радиоактивных элементов. Такие породы с точки зрения продуктивности могут быть необоснованно отнесены к неперспективным. Данные СГК, отражающие содержание отдельных радиоактивных элементов в породах, позволяют избежать ошибки.

Целью работы является оценка влияния урановой составляющей на показания интегрального гамма-каротажа, и как следствие, на выделение коллекторов карбонатных отложений.

На месторождении им. Р.Требса в скважинах, комплекс исследований которых включает спектральный гамма-каротаж, выделяются интервалы с фоновыми значениями кривых, регистрирующих содержание тория и калия, отвечают за глинистость, и интервалы с повышенными значениями спектра урана.

По скважинам с записью СГК проведен анализ влияния урана на расчетный коэффициент глинистости $K_{г\text{л}}$. Для этого по стандартной методике был определен коэффициент глинистости по интегральной кривой ГК и по суммарной радиоактивности, обусловленной торием и калием.

Выводы:

В результате проделанной работы, сделан вывод о том, что использование лишь интегральной кривой ГК, не учитывающей вклад отдельных элементов, в частности урана, в общую радиоактивность пород, влияет на точность определения фильтрационно-емкостных параметров. Неучет соотношения радиоактивных элементов в породе может привести к завышению значения $K_{г\text{л}}$ и искажению результатов интерпретации, в частности, к уменьшению эффективных толщин. В тоже время относительно высокие показания урана в карбонатных отложениях приурочены, как правило, к интервалам с развитой вторичной пустотностью и могут являться признаком улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

Список литературы

4. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. - Методическое пособие. М.: 1998.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/Под ред. Н.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.- 261 с.
6. Урманов Э.Г.Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПО
ИЗМЕРЕНИЯМ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ**

Д.Ф. Исламов
(ФГБОУ ВО Башкирский Государственный Университет,
г. Уфа)

Распространенным методом учета ухудшения фильтрационных свойств пласта является введение безразмерного коэффициента - скин-фактора. Традиционно для определения величины скин-фактора применяются гидродинамические методы исследования (ГДИ) на нестационарных режимах (КВД, КВУ).

Однако для определения проницаемости и радиуса ПЗП данных по динамике забойного давления недостаточно [2]. В последнее время наряду с давлением при исследовании скважин так же записывается динамика забойной температуры, что позволяет использовать эти данные для получения дополнительной информации о пласте, а т.к. изменение температуры более медленный процесс, то и об околоскважинной зоне [1,2].

В связи с появлением сложных численных симуляторов температурных процессов в системе скважина-пласты, усиливается интерес к количественной интерпретации данных термометрии [3,4]. Количественная интерпретация температуры на основе использования симуляторов предполагает сопоставление результатов компьютерного моделирования и измеренных в скважине.

В предыдущих работах [1,3,5] была показана принципиальная возможность определения параметров призабойной зоны (s, r_d - скин, радиус зоны нарушения) по измеренной зависимости температуры притекающего из пласта флюида от времени.

В представленной работе исследуется чувствительность решения обратной задачи по определению параметров призабойной зоны к варьированию параметров моделирования. Используется ранее разработанный [5] симулятор, рассчитывающий нестационарное температурное поле при фильтрации однофазной жидкости в неоднородном пласте с учетом теплопроводности и баротермического эффекта.

Исследование чувствительности решения обратной задачи. Строго говоря, температура на выходе из пласта является не только функцией времени и параметров призабойной зоны, но и остальных параметров модели:

$$T_c = T_c(t, s, r_d, \vec{p}),$$

где $\vec{p}$ - остальные параметры модели (кроме скина и радиуса зоны нарушения).

Соответственно, задача минимизации имеет вид

$$\sigma(s, r_d, \vec{p}_0) \rightarrow \min_{s, r_d}.$$

Здесь $\vec{p}_0$ - вектор параметров модели. Однако на самом деле параметры известны с некоторой степенью погрешности и обратная задача решается для другого набора $\vec{p}_1 \neq \vec{p}_0$. Возникает вопрос, насколько неточность задания набора параметров $\vec{p}$ влияет на результат решения обратной задачи s, r_d .

Для изучения этого вопроса проведено решение нескольких серий обратных задач, для каждой из которых варьировался один из параметров модели: горной породы (ГП) или флюида (Ф).

На рисунках 1 и 2 приведены зависимости найденных решений обратной задачи от параметров модели.

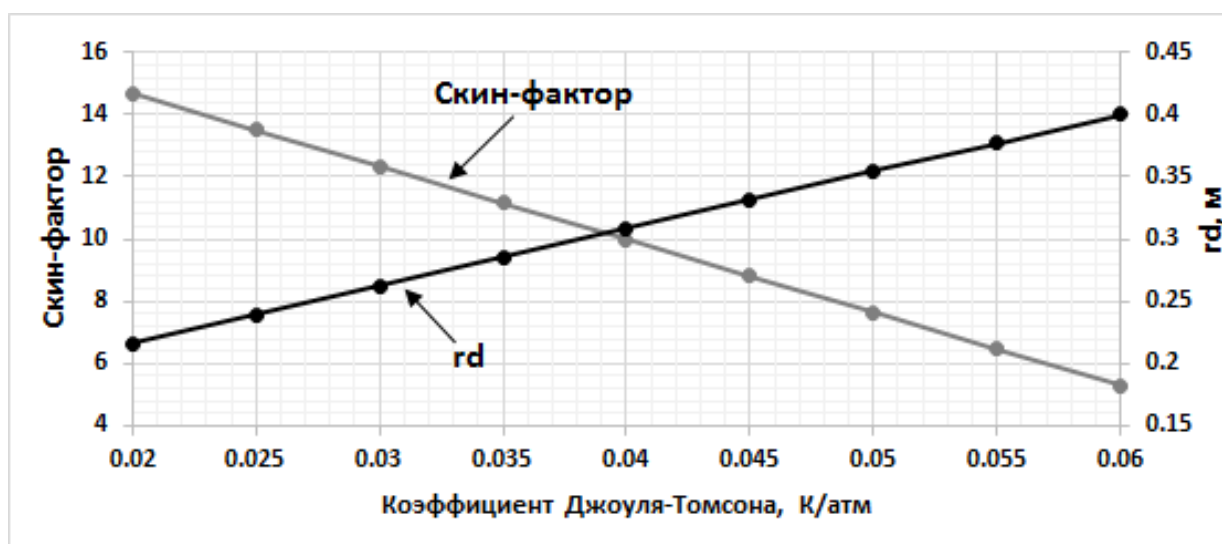


Рис. 1. График изменения решения обратной задачи при варьировании коэффициента Джоуля-Томсона

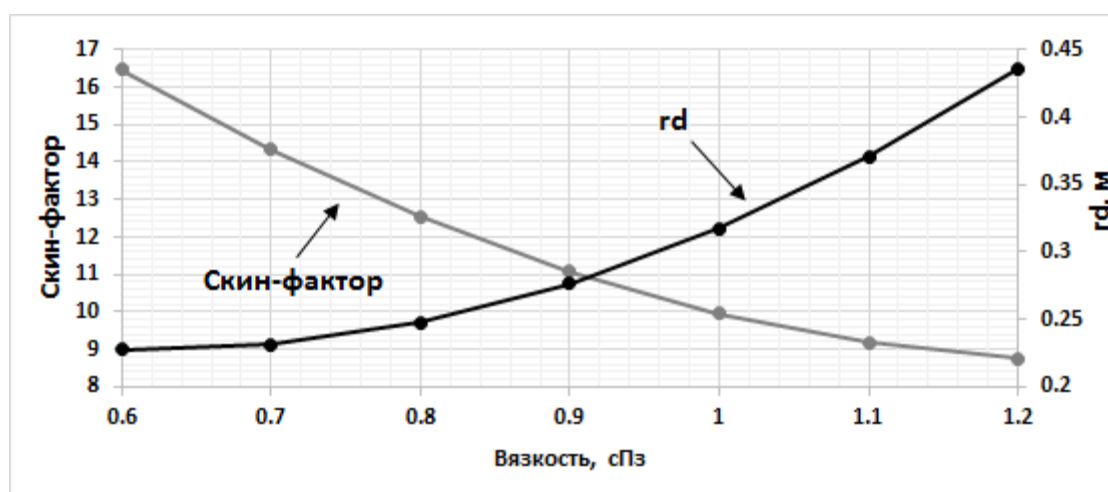


Рис. 2. График изменения решения обратной задачи при варьировании вязкости флюида

Примем, что допустимая погрешность определения радиуса зоны нарушения и скин-фактора равна $\pm 10\%$, т.е. для заданных значений параметров одновременно должны выполняться условия: $0.27 \leq r_d \leq 0.33$, $8.89 \leq s \leq 10.87$ (исходные значения: $r_d = 0.3$ м, $s = 9.88$). Тогда для каждого параметра можно рассчитать точность, с которой он должен быть определен для того, чтобы найденные параметра уложились в диапазон $\pm 10\%$.

Результаты расчетов приведены в таблице 1. Параметры отсортированы в порядке возрастания допустимой степени погрешности при задании значений.

Таблица 1. Результаты исследования на чувствительность

Варьируемый параметр	Погрешность задания параметров моделирования, ($\pm\%$)
Вязкость, сПз	5.6
Коэффициент Джоуля-Томсона, К/атм	11.1
Удельная теплоемкость Ф, Дж/(кг·К)	16.5
Плотность Ф, кг/м ³	16.7
Удельная теплоемкость ГП, Дж/(кг·К)	18.8
Плотность ГП, кг/м ³	22
Теплопроводность Ф, Вт/(м·К)	85.7
Пористость	87.3
Теплопроводность ГП, Вт/(м·К)	92.6
Адиабатический коэффициент, К/атм	94.1

По результатам исследования (таблица 1) можно сказать, что решение обратной задачи наиболее сильно чувствительно к варьированию коэффициента Джоуля-Томсона (рис.1) и вязкости флюида (рис.2). Следующая по важности группа параметров – теплоемкости и плотности горной породы и флюида. Значения остальных параметров слабо влияют на результат решения обратной задачи.

Выводы:

1. Разработан алгоритм решения обратной задачи для определения радиуса зоны нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта по нестационарным температурным измерениям.
2. Корректность реализации алгоритма проверена на синтетических данных.
3. Исследована чувствительность решения обратной задачи к варьированию параметров моделирования.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-35-00275 «Исследование однофазной неизотермической фильтрации жидкости в пористой среде с учетом баротермического эффекта»).

Список использованной литературы

4. Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Pimenov V.P., Fedorov V.N., Belov K.V. Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation. SPE 136256, Moscow: SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010.
5. Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В., Новиков А.В. Исследование термогидродинамических процессов при многофазной фильтрации флюидов к скважине в техногенно-измененном пласте со вторичным вскрытием с целью определения параметров околоскважинной зоны. SPE-181964, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, 2016.
6. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М.В., Котляр Л.А., Фёдоров В.Н., Салимгареева Э.М. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора. SPE-176589-RU, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2015.
7. Ramazanov A., Valiullin R., Sharafutdinov R., Khabirov T., Sadretdinov A., Zakirov M., Islamov D. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey. Abstract Book of 7th Saint Petersburg International Conferences & Exhibition «Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences». Saint Petersburg, 2016, 4 p.
8. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте// Вестник Башкирского университета. 2016. №1. С. 4–8.
9. Васильев Ф. П. Методы оптимизации. М.: Факториал Пресс, 2002. 824 с

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СИРАЧОЙСКОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р.ТРЕБСА ПО РАСШИРЕННОМУ И СТАНДАРТНОМУ КОМПЛЕКСУ ГИС

А.Л. Айгильдин, К.Д. Шуматбаев (ООО «БашНИПИнефть»)

Отложения сирачейского горизонта месторождения им. Р.Требса сложены карбонатными породами, преимущественно известняками с небольшими примесями доломита и глинистых минералов. Продуктивными являются пачки D3src2 и D3src3, пачка D3src1 – не продуктивна.

После защиты работы по подсчету запасов 2015 года проведены исследования на керне, отобранном из скважины X16 месторождения им. Р.Требса, в частности, из интервалов пачки D3src3. Эти исследования изменили представление о литологическом составе этой пачки. По данным макро- и микроописания керна, а также результатам рентгено-структурного анализа отобранный керн представлен преимущественно доломитами (отбор керна составил более 20м со 100% выносом). Образцы керна, отобранные ранее по другим разведочным и эксплуатационным скважинам, представлены известняками, но следует отметить, что керн был отобран преимущественно из верхних пачек D3src1 и D3src2. Проведенный в скважинах месторождения расширенный комплекс ГИС, также подтверждает литологическую неоднородность сирачейских отложений.

Неточное представление о литологии разреза скважины влечет за собой значительные погрешности при количественной интерпретации данных ГИС и, как следствие, ошибки при выделении эффективных толщин. Была поставлена задача по изучению литологического состава пород с целью уточнения петрофизической и интерпретационной моделей сирачейского горизонта месторождения им. Р.Требса.

Для решения поставленной задачи рассмотрена возможность применения всего имеющегося комплекса исследований, а именно:

- исследования на образцах керна: первичное макроописание керна, результаты рентгено-структурного анализа, результаты исследования объемной плотности и акустических свойств, микроописания шлифов;
- результаты стандартного комплекса ГИС: применение комплексных палеток «АК-К_{п_нк}», «ГГК-п-К_{п_нк}», построение объемной литологической модели по комплексу методов НК-АК-ГГКп;
- результаты специальных исследований: литоплотностной каротаж ГГК-лп, нейтрон-гамма спектроскопия ECS, модель ELAN (Schlumberger);
- данные геолого-технологических исследований (ГТИ) при сопровождении бурения.

В результате проделанной работы, на предмет доломитизации проанализированы все скважины месторождения им.Р.Требса. Задача разделения пород на известняки и доломиты в разрезе скважины однозначно решается на основании керновых данных, но отбор керна по скважинам ограничен. Имеющийся комплекс стандартных ГИС не всегда позволяет однозначно выделить интервалы развития доломитизации. Так возникли проблемы с недостаточным комплексом ГИС в скважинах старого фонда - плотностной каротаж проведен в единичных скважинах. Кроме того, возникают трудности оценки литологии по данным акустического каротажа, связанные с влиянием структуры пустотного пространства трещинно-каверно-порового коллектора на показания метода. Для исключения возможных

ошибок при интерпретации, необходимо применение всех имеющихся данных в комплексе: «Керн-ГИС-ГТИ».

Результаты работы и выводы:

Литологический состав пород сирачойского горизонта оценен в 70% скважин месторождения им.Р.Требса (от общего фонда), построены корреляционные схемы, а также карты распространения интервалов доломитизации в целом по месторождению. Как показал анализ полученных результатов, интервалы доломитизации получили распространение только в разрезе пачки D3src3 и характеризуются некоторой зональностью, в продуктивной пачке D3src2 такие интервалы не отмечены. Уточнение литологического состава пород сирачойского горизонта позволит скорректировать величину пористости и эффективных толщин, а также приведет к повышению точности прогнозирования коллекторов в интервале сирачойских отложений по данным сейсмических исследований.

Список литературы

1 Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И.Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003г – 259с.

2 Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных – Москва: Недра, 1984г – 200с.

**«ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ В
СКВАЖИНЕ НА МЕСТАХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ»***М.С. Гаязов**(ФГБОУ ВПО БашГУ, e-mail: gaiver28@mail.ru)*

В настоящее время остро стоит вопрос исследования действующих горизонтальных скважин с выходом на количественные параметры работы отдельных интервалов. Данный вопрос не имеет тривиального решения, особенно при наличии двух фаз в продукции скважины. В современной геофизике для измерения величины дебита (расхода) используют механические расходомеры, однако в расслоенном потоке изменение местоположения турбинки расходомера в скважине (внизу колонны, по центру, на верху и тд.) приводит к существенному изменению результата. [1]. Для решения данной проблемы на сегодняшний день широко используют пакерные расходомеры, которые имеют лучшие технические характеристики (более низкий порог срабатывания, более высокая разрешающая способность). Однако пакерные расходомеры имеют и свои недостатки: 1- запись ведется только по точкам, 2 – при раскрытом пакере в скважине искусственно создается место гидравлического сопротивления, 3- хрупкая конструкция.[2].

На площадке ИЦ «Технопарк» нами был проведен ряд экспериментов по изучению влияния места гидравлического сопротивления на перепад давления в условиях различных типов потока. В качестве места гидравлического сопротивления служил пакерный расходомер с проходным внутренним сечением 25 мм, внутренний диаметр рабочей трубы – 150 +/- 0,5 мм. Коэффициент перехода $k = \frac{S_1}{S_2} = \frac{1}{6}$. [3].

Оценка величины гидродинамического сопротивления, создаваемого прибором с метало-тканевым пакером, в зависимости от типа флюида и его дебита.

Наличие метало-тканевого пакера направляет весь поток исследуемого флюида на турбинку механического расходомера и пропускается через 25мм отверстие. При этом, сужение канала создает дополнительное гидродинамическое сопротивление, величина которого не известна и может быть критической, в случае, когда скважина эксплуатируется с малой депрессией на пласт. Такое часто встречается в условиях горизонтальных и субгоризонтальных скважин, где перепад давления между работающими пластами может быть совсем не значительный в виду малой разности залегания их абсолютных глубин.

Экспериментально проведена оценка величины гидродинамического сопротивления в зависимости от типа флюида и величины расхода. Сопротивление определялось путем изменения абсолютного давления на вертикальном стенде перед пакером прибора в зависимости от расхода и состава флюида. В таблице №1 приведены исходные значения, полученные в ходе эксперимента. Учитывалось начальное давление столба жидкости над датчиком давления, при полностью заполненном стенде и нулевом расходе флюида. Для воды и масла оно составило 0.29 Атм и 0.25 Атм соответственно. Далее, относительно этого опорного значения, оценивался вклад величины гидродинамического сопротивления, создаваемого метало-тканевым пакером. Гидродинамические потери в элементах конструкции стенда в пределах задаваемых расходов ничтожны и не влияют на результаты измерения.

Таблица №1. Исходные данные по показаниям осевого расходомера в масле.

Чистая вода					Чистое масло				
	Q _В (м ³ /час)	P(psi)	P(атм)	ΔP, атм		Q _М (м ³ /час)	P(psi)	P(атм)	ΔP, атм
1	0.00	4.22	0.29	0.0000	1	0.00	3.65	0.25	0.0000
2	1.00	4.35	0.30	0.0088	2	0.74	4.00	0.27	0.0238
3	1.48	4.42	0.30	0.0136	3	1.07	4.12	0.28	0.0320
4	2.08	4.48	0.30	0.0177	4	1.49	4.30	0.29	0.0442
5	2.60	4.58	0.31	0.0245	5	2.02	4.60	0.31	0.0646
6	3.00	4.68	0.32	0.0313	6	2.58	4.91	0.33	0.0857
7	3.50	4.92	0.33	0.0476	7	3.00	5.10	0.35	0.0987
8	4.00	5.25	0.36	0.0701					

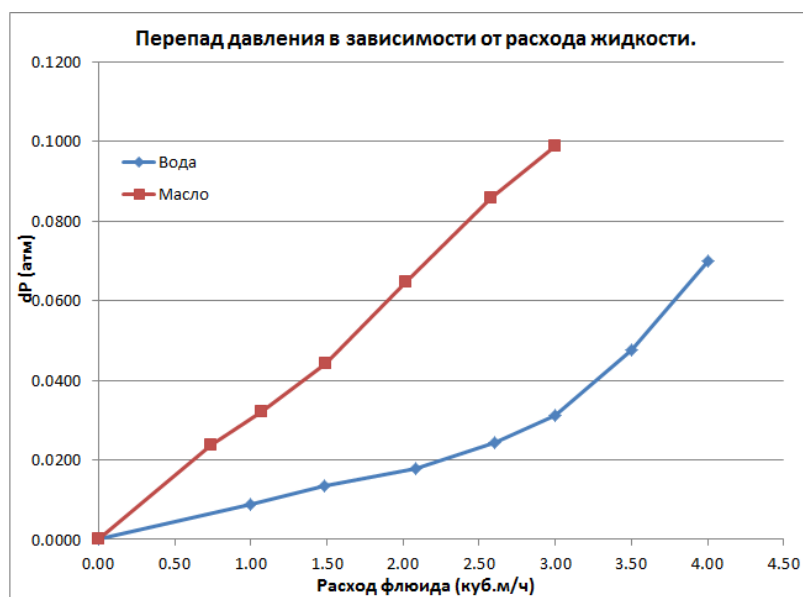


Рис. 1. Величина перепада давления за счет применения пакерующего элемента.

В абсолютных значениях, для данного диапазона расходов флюида, величина создаваемого гидродинамического сопротивления не превышает 0,1 атм, рисунок №1. Очевидно, что с ростом дебита и вязкости рабочего флюида, эта величина будет расти. Плотности и кинематическая вязкость рабочих флюидов используемых в эксперименте:

- вода техническая, вязкость 1 сПз, плотность 1.0 г/см³;
- трансформаторное масло, вязкость кинематическая 14.4 (м²/с)*10⁻⁶, плотность 0.85 г/см³.

Литература:

1. Яруллин А. Р. "Стеновые исследования информативности потокометрических методов в условиях горизонтальной скважины на примере аппаратуры АГАТ-КГ-42." Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. «Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление» Выпуск 4. Уфа: изд-во "Новый стиль", 2007г., с.79-84.
2. Flow Scan Imager (FSI), US Patent 7424366, Schlumberger Technology Corporation. September 9, 2008: <http://www.slb.ru>
3. Рабинович Е.З. Гидравлика. 3-е изд. Исправл. - М., 1997. - 395 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАНЫМ ТЕРМОМЕТРИИ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

*Акчурин Руслан Зуфарович, аспирант кафедры геофизики
(Соавторы: д.т.н., проф. Рамазанов А.Ш.)
Бакирский государственный университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.
Тел.: +7 (937) 360 29 69
Email: ac4urin.ruslan@yandex.ru*

В геофизике одним из важных направлений является геотермия-наука об изучении теплового поля Земли. Одной из основных задач геотермии является определение ненарушенной температуры горных пород. Параметры геотермического поля (естественная температура пород, геотермический градиент, тепловой поток) могут использоваться в качестве поисковых признаков нефтегазовых залежей. Знание естественной температуры горных пород необходимо, также, при интерпретации данных в скважинной термометрии. В скважинной термометрии геотерма, как невозмущенная естественная температура пород, является фоном при выявлении и анализе температурных аномалий, связанных с продуктивными пластами и нарушениями целостности колонны. На сегодняшний день не существует общепринятых методов определения невозмущенной температуры горных пород. Используемые на практике методы имеют ряд недостатков и позволяют лишь приблизительно оценить естественную температуру пород. При бурении температурное поле в окружающих скважину горных породах меняется и на его восстановление требуется значительное время. Этот процесс может длиться от нескольких дней до нескольких месяцев-в случае глубоких скважин, поэтому естественную температуру пород можно непосредственно измерить лишь в небольшом количестве длительное время простаивающих скважин.

Работа посвящена разработке нового экспресс-метода для определения естественной температуры пород по нестационарной температуре в скважине в процессе бурения и после прекращения бурения скважины. В связи с этим необходимо было создать симулятор для получения модельных распределений температуры в скважине с учетом тепловых свойств горных пород и параметров, характеризующих режим бурения.

На основе разработанного симулятора решается обратная задача об определении равновесной температуры.

Возможна постановка следующих двух обратных задач:

1. По зарегистрированной кривой изменения температуры на определенной глубине H во времени после прекращения бурения необходимо найти равновесную температуру пород $T_G(H)$ из условия минимума невязки между модельной температурой $T_m(H, \tau)$ и фактической $T(H, \tau)$ на глубине H .
2. По серии термограмм, измеренных через определенные промежутки времени находится равновесная температура пород $T_G(z)$ из условия минимума отклонений модельных термограмм $T_m(z, t_j)$ от фактических $T(z, t_j)$.

ИЗУЧЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ НА МОДЕЛИ СКВАЖИНЫ С НАЛИЧИЕМ ЗАКОЛОННОГО ПЕРЕТОКА

*Космылин Денис, аспирант кафедры геофизики
(научный руководитель: профессор Валиуллин Р.А.)
ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа
E-mail: kosmos.gweenblade@yandex.ru
Тел.: +7 (996) 400-27-70*

Постоянно на ремонты скважин, направленные на водоизоляцию и ремонт крепи расходуют не менее 50% всех средств затрачиваемых на ремонт скважин. Эффективность РИР составляет в среднем не более 60%, это значит, что каждая скважина, как правило, ремонтируется в несколько повторных операций.

Обводнение скважин, не связанное с выработанностью запасов нефти и газа, уменьшает конечную нефтеотдачу, приводит к росту эксплуатационных расходов из-за больших затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти, на газовых и газоконденсатных месторождениях попутная вода осложняет добычу, сбор и подготовку газа. Можно выделить следующие механизмы обводнения скважин:

- Негерметичность эксплуатационной колонны;
- Вскрытие перфорацией водоносного горизонта;
- Подход ВНК к нижним отверстиям перфорации;
- Образование конуса водонасыщенности в продуктивном пласте;
- Каналообразование в цементном камне за эксплуатационной колонной, приводящее к формированию заколонных перетоков или циркуляций (ЗКЦ);
- Прорыв пластовой воды к скважине по высокопроницаемому пропластку при проявлении естественного водонапорного режима;
- Прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемому пропластку, связывающему анализируемую добывающую скважину с нагнетательной;
- Развитие трещины ГРП от добывающей скважины до водоносного горизонта;
- Образование трещины в ПЗП нагнетательной скважины;
- Связь скважины с источником пластовой или закачиваемой воды посредством естественной трещиноватости пласта. [1]

Наиболее важной причиной обводнения скважин является формирование ЗКЦ. Определение наличия ЗКЦ на данный момент является крайне актуальной задачей. Так как все существующие методы ГИС не всегда однозначно могут решать данную проблему, особенно определение ЗКЦ «сверху».

Перспективным направлением по обнаружению ЗКЦ является развитие скважинной термометрии, а именно использование искусственных тепловых полей (метод активной термометрии), заключающийся в исследовании формирования теплового поля, создаваемого искусственным источником тепла, например, при индукционном воздействии [2,3].

На кафедре геофизики БашГУ была разработана и изготовлена модель скважины (рис.1), максимально приближенная к конструкции нефтегазовых скважин. Она представляет собой стальную трубу (8) внутренним диаметром 150 мм, толщиной стенки 4,5 мм и высотой 3700 мм.

Для регистрации распределения теплового поля в колонне был разработан и изготовлен макет азимутально-распределенного температурного зонда (рис.2), состоящий из двух уровней, на каждом уровне азимутально распределены 12 датчиков.

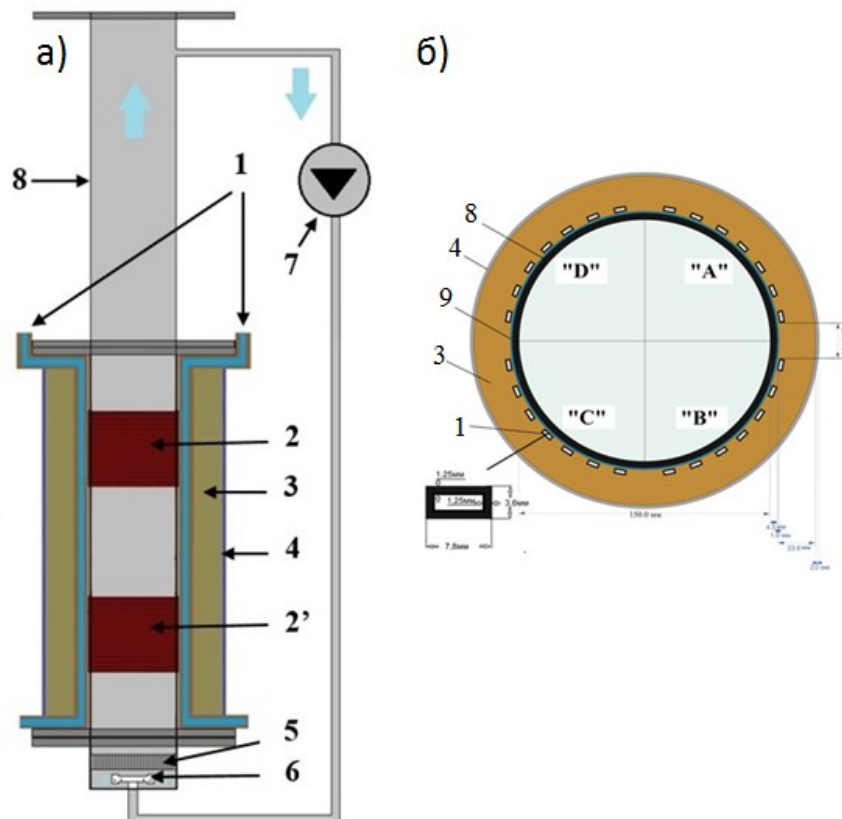


Рисунок 1 Схема экспериментальной установки (шифр: 1 – медные трубки; 2 – верхний индуктор; 2' – нижний индуктор; 3 – имитация горной породы; 4 – полиэтиленовая изоляция; 5 – линейризатор; 6 – распределитель потока; 7 – насос; 8 – стальная колонна; 9 – электроизолятор)



Рисунок 2 Азимутально распределенный температурный зонд (шифр: 1 – 1 уровень датчиков; 2 – уровень датчиков)

На модели установки была проведена серия экспериментов, результаты которой представлены на рисунке 3.

Первый эксперимент проводился в отсутствии движения жидкости в колонне и в ЗКЦ. При этом работал (2) индуктор, мощность которого была 800 Вт. 1 уровень датчиков расположен ниже подошвы нагревателя на 60 см. 2 уровень датчиков – ниже на 20 см. (Рис.3 (1;2))

Второй эксперимент проводился в отсутствии движения жидкости в колонне, но при наличии ЗКЦ «сверху» (90°, А). Дебит ЗКЦ составлял 4.52 м³/сут. Мощность индуктора, длительность эксперимента и расположение макета зонда соответствовали данным из первого эксперимента. (Рис.3 (3;4))

Графики отмечают, что в секторе с перетоком образуется положительная температурная куполообразная аномалия. При этом датчики расположенные ниже подошвы индуктора на 60 см, более четко выделяют аномалию. Так как на показания 2 уровня датчиков (20 см ниже подошвы индуктора) влияет конвекция, также идет равномерный прогрев колонны. После отключения индуктора на 1 уровне датчиков видим постепенное расформирование аномалии, а на 2 уровне возникает отрицательная температурная аномалия.

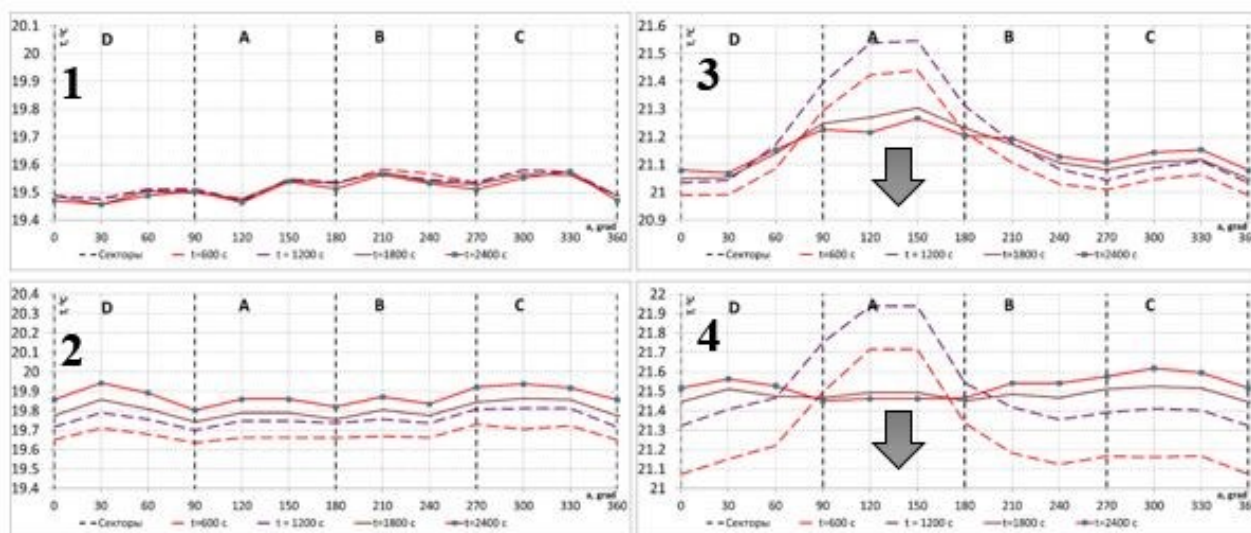


Рисунок 3 Азимутальное распределение избыточной температуры стенки стальной колонны, кривые -10 минут; 20 минут работы индуктора; 10 минут; 20 минут после отключения индуктора. (шифр кривых: 1 – показания 1 уровня датчиков, без ЗКЦ; 2 – показания 2 уровня датчиков, без ЗКЦ; 3 – показания 1 уровня датчиков, с ЗКЦ; 4 – показания 2 уровня датчиков, с ЗКЦ.)

Литература

1. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Куликов А.Н. Геолого-технологический анализ промысловой информации для диагностики источников обводнения скважин // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе» - г. Уфа. 2014. С.10-17.
2. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш., Дрягин В.В., Адиев Я.Р., Шилов А.А. СПОСОБ АКТИВНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН (ВАРИАНТЫ) // патент на изобретение RUS 2194160 22.01.2001
3. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Закиров М.Ф., Шарипов А.М., Ахметов К.Р., Азизов Ф.Ф. Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин // Нефтяное хозяйство, №5, 2015. С.93-95

НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИЕ ПОТОКИ ЖИДКОСТИ В СИСТЕМЕ ПЛАСТ-ТРЕЩИНА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА.

*Магистр 1 ГО Миниярова Г.С.
Руководитель профессор Шарафутдинов Р.Ф.
Башкирский государственный университет*

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений России находятся на стадии завершающей разработки. Такие месторождения характеризуются общим истощением и большой обводненностью нефтедобывающих скважин. Новые месторождения, вовлекаемые в разработку, содержат трудно извлекаемые запасы углеводородов. Одним из основных методов интенсификации разработки сложных и проблемных нефтегазовых месторождений является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и соответственно по размерам создаваемых трещин.

Для оценки эффективности проведения ГРП используются гидродинамические методы исследования скважин. По результатам нестационарных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) определяются как параметры трещины, так и параметры пласта. Основной сложностью при численном моделировании фильтрации флюида к скважине с трещиной ГРП является разномасштабность геометрических параметров пласта и трещины.

Таким образом, актуальным является создание и совершенствование численных моделей фильтрации флюида к вертикальной скважине (ВС) с трещиной ГРП, а также методов интерпретации результатов нестационарных гидродинамических исследований вертикальных скважин с трещиной ГРП.

Целью данной работы является разработка вычислительных алгоритмов интерпретации, результатов неизоотермических потоков жидкости в системе пласт-трещина ГРП.

ИЗУЧЕНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Магистр I ГО Салимова И.Н

*Руководитель профессор Шарафутдинов Р.Ф
Бакирский государственный университет*

Фильтрационные течения газированной жидкости в пористых средах широко распространены в природе и технике и постоянно привлекают повышенный интерес исследователей. Реальный процесс фильтрации флюида в пористых средах является неизотермическим. Вследствие проявления термодинамических эффектов температура пористой среды с насыщающими флюидами изменяется. На этом основывается информативность скважинной термометрии. Термометрия является одним из информативных методов при решении задач диагностики состояния нефтегазовых пластов и скважин. Температурные исследования скважин позволяют решать широкий круг практических задач нефтегазопромысловой геофизики. К примеру, выявление заколонных перетоков, контроль за фактом и качеством перфорации колонны, определение работающих интервалов, определение мест негерметичности обсадной колонны, определение мест нефте-, газо-, водопритоков и т.д.

Исследования скважин и пластов проводятся с целью получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока флюидов в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. В процессе разработки пластов происходит их обводнение закачиваемыми водами. При этом температура пласта в условиях разгазирования меняется в зависимости от величины газового фактора, водо-нефтяного отношения.

В данной работе на основе математической модели исследуется температурное поле в условиях разгазирования нефти в процессе обводнения пласта. Показано, что в зависимости от соотношения газового фактора, водонефтяного отношения, забойного, пластового и давления насыщения в пласте могут наблюдаться положительные или отрицательные температурные аномалии.

Полученные результаты дополняют известные данные многофазной неизотермической фильтрации флюидов в пласте и могут быть использованы при интерпретации данных температурных измерений в скважинах с многофазными потоками.

СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАШКИРИИ В ПРОГРАММНОМ ПАКЕТЕ IRAP RMS 2013.1.3

*Файзова Ильмира Маратовна, магистр 2 курса кафедры геофизики
(Науч.рук.: к.т.н., доц. Вахитова Г.Р.)
Башкирский государственный университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.
Тел.: +7 (917) 788 30 13
Email: ifayzova@mail.ru*

Использование геолого-гидродинамических моделей является одним из способов эффективного бурения горизонтальных скважин. Детальное моделирование позволяет оценить и предсказать фильтрационно-емкостные свойства залежей, спроектировать траекторию скважин, принять оптимальные решения по проводке и конструкции ствола скважин и уменьшить геологические риски.

IRAP RMS – программный продукт компании “ROXAR”, включающий в себя передовые разработки в области геологического моделирования, гидродинамического моделирования и проектирования скважин. Программа IRAP RMS позволяет оптимизировать разработку геологических объектов и существенно повысить экономический эффект на протяжении всей жизни месторождения.

Построение трехмерной геологической модели основывается на нескольких этапах, таких как:

- Сбор и обработка исходных данных;
- Структурное моделирование;
- Создание трехмерной сетки геологического объекта;
- Фациальное моделирование;
- Петрофизическое моделирование;
- Подсчет геологических запасов углеводородных залежей;
- Ремасштабирование сетки для гидродинамического моделирования;
- Планирование траектории скважин [1].

Исходные данные включают в себя результаты и интерпретация сейсморазведки, координаты скважин и данные инклинометрии, данные ГИС и РИГИС, результаты опробований и испытаний скважин, результаты лабораторных исследований керна и свойств углеводородного сырья.

Литература

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО “ИПЦ “Маска””, 2009 – 376 с.

ПОСТРОЕНИЕ ОБЪЁМНОЙ МОДЕЛИ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

К.О. Битунова, О.Р. Привалова, А. А. Бакирова (ООО «БашНИПИнефть»)

Месторождения Башкирии отличаются тем, что находятся на поздней стадии разработки. На начальном этапе разбуривания комплекс ГИС был ограничен, не достаточен для моделирования геологического разреза скважин. Поэтому для старого фонда скважин актуальны приборы, позволяющие получать информацию о литологической модели, коллекторе и насыщении при замере в обсаженных скважинах.

В зарубежных компаниях такую задачу решают следующие комплексные приборы: в компании BakerHughes - прибор RPM, в компании Schlumberger - прибор EcoScore, в компании ROKE - прибор QUAD.

Российский аналог - комплексный скважинный прибор радиоактивного каротажа широкого спектра действия. Совмещает в себе ряд ядерно-физических методов ГИС: спектрометрический нейтронный гамма каротаж (СНГК), спектральный гамма каротаж (СГК), двухзондовый нейтронный каротаж (2ННК).

Данный комплекс за одну спуско-подъемную операцию решает ряд геологоразведочных задач, как в закрытом, так и в открытом стволе:

- построение объемной литологической модели и модели глин,
- выявление коллекторов и оценка их нейтронной пористости,
- определение характера насыщения коллекторов и оценка коэффициентов нефти - и газонасыщения (K_n , K_g),
- определение положения ГВК, ГНК и ВНК,
- уточнение текущего состояния выработки пластов-коллекторов, изучение и прогнозная характеристика новых объектов эксплуатации,
- выбор интервалов перфорации, ГРП,
- оценка степени и характера заводнения пластов,
- выявление интервалов перетоков и поглощения флюидов при нарушениях эксплуатационной колонны скважин,
- определение степени заполнения цементом заколонного пространства.

Результаты работы и выводы:

В ПАО АНК «Башнефть» проводились опытно-промышленные работы (ОПР) по применению комплексного прибора на ряде месторождений. Объемная литологическая модель по данным замера комплексным прибором в колонне подтверждается моделью, полученной по данным открытого ствола.

В скважине X1 Туймазинского месторождения исследовались карбонатные отложения, в скважине X2 - терригенные отложения бобриковского возраста.

В скважине X3 Китаемского месторождения литологическая объемная модель пласта D2ps, полученная по данным замера в колонне комплексного прибора (представлена песчаниками и аргиллитами), подтвердилась литологическими описанием керна.

Перспективы применения отечественного комплексного прибора обусловлены высокой информативностью и более низкой стоимостью по сравнению с зарубежными аналогами. Возможность получения дополнительной геологической информации при проведении каротажа в колонне позволит исследовать скважины старого фонда месторождений.

Список литературы

- 1 Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И.Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003г .
- 2 Руководство пользователя ПРАЙМ Решение системы уравнений. Под редакцией ООО НПЦ «ГеоТЭК», г.Уфа, 2017г
- 3 Петрофизика. Под редакцией Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.Учеб. для вузов.- М.: Недра, 1991г.

АНАЛИЗ ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДИКИ ДВУХ ОПОРНЫХ ПЛАСТОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Зайруллин И.И. (УГНТУ)

Коэффициент пористости горных пород отражает одно из важнейших фильтрационно-емкостных свойств нефтегазовых пластов, используемых при оценке запасов нефти и газа.

В том случае, когда отсутствуют аттестованные эталоны пористости и плотности пластов горных пород и построить требуемую калибровочную функцию (КФ) для аппаратуры нейтронный каротаж (НК) нет возможности, часто ее пытаются строить, используя *метод двух опорных пластов* [1].

Суть этого метода заключается в том, что в разрезе на диаграмме зарегистрированного относительного выходного сигнала аппаратуры НК находят минимальные и максимальные показания и по ним пытаются на этой же диаграмме построить шкалу в единицах коэффициента общей пористости пластов (K_n) для всех остальных промежуточных значений на кривой НК. Для этого, в качестве первого «опорного» пласта принимают показаниям аппаратуры НК в плотных породах, соответствующие наименьшему значению измеряемого коэффициента пористости, обычно принимают $K_{n1} = 2\%$. В качестве второго «опорного» пласта принимают показания в глинах, соответствующие наибольшему значению, обычно принимают $K_{n2} = 38\%$. Расстояние между выбранными опорными показаниями делится на 36 равных частей, каждая из которых принимается за единицу, равную 1%. По полученной таким образом «шкале» каждой точке на остальной части каротажной кривой НК приписываются значения в полученных единицах K_n .

Таким образом, при построении КФ по «опорным» пластам делается попытка замены аттестованных эталонов в виде физических моделей пластов с гарантированными показателями точности воспроизведения K_n эталонами в виде «опорных» пластов, найденных в исследуемой скважине, без указания каких-либо показателей точности.

Несостоятельность часто применяемой на практике *методики двух опорных пластов* следует признать по многим причинам, включая проявление следующих основных источников погрешности скважинных измерений K_n нейтронными методами:

1) нельзя в разрезе скважины в качестве опорных пластов выбирать пласты с разным минералогическим (химическим) составом; быстрые нейтроны от источника замедляются (до уровня тепловых энергий) как на ядрах водорода в пласте и в скважине, так и на ядрах других химических элементов в составе твердой фазы «опорных» пластов; в разных пластах этот набор существенно различается;

2) пласты глины принципиально не могут быть выбраны в качестве «опорных», так как их химический состав существенно отличается от химического состава матрицы и заполнителя порового пространства песчаников, кальцитов и доломитов;

3) в глинах часто образуются размытые каверны, требование прижатия зонда НК к стенке скважины не выполняется (само понятие «стенка скважины» исчезает) и показаниям следовало бы приписывать более высокие значения K_n , чем 38%, однако определить эти нереальные значения в принципе невозможно;

4) в выбранных «опорных» пластах может быть разное содержание глины, воды, нефти и газа, а также разное содержание хлора, что также не позволяет приписать показаниям значение коэффициента K_n , близкое к истинному значению;

5) не следует приписывать «опорным» пластам значения $K_{п}$, по керну, извлеченному из пластов в соседних скважинах; условия измерений $K_{п}$ керна в петрофизической лаборатории существенно отличаются от пластовых условий измерений аппаратурой НК; к тому же, нет полной уверенности в том, что исследуемый пласт тот же самый, что и пласт, из которого извлечен керн;

6) при скважинных измерениях аппаратурой НК через обсадную колонну, зацементированную с эксцентриситетом относительно оси скважины, влияние колонны и цемента на показания аппаратуры в выбранных «опорных» пластах может быть разным;

7) реальная КФ аппаратуры НК близка к кривой, описываемой полиномом второй степени, поэтому ее замена прямой (полиномом первой степени) также приводит к существенной погрешности.

Анализ калибровочных функций аппаратуры НГК и ННК-Т, полученных на реальных эталонах, используемых в геофизических компаниях и в метрологических центрах для разных геолого-технических условий, показал, что абсолютные погрешности из-за отмеченных выше факторов могут достигать от $\pm 2\%$ до $\pm 20\%$.

Результаты определения $K_{п}$ по данным акустического каротажа (ДТ), плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П), нейтронного каротажа (W) по *методу двух опорных пластов*, а также результаты лабораторных исследований керновых образцов, извлеченных из тех же интервалов В7 и U1 представлены на рисунках 1 и 2.

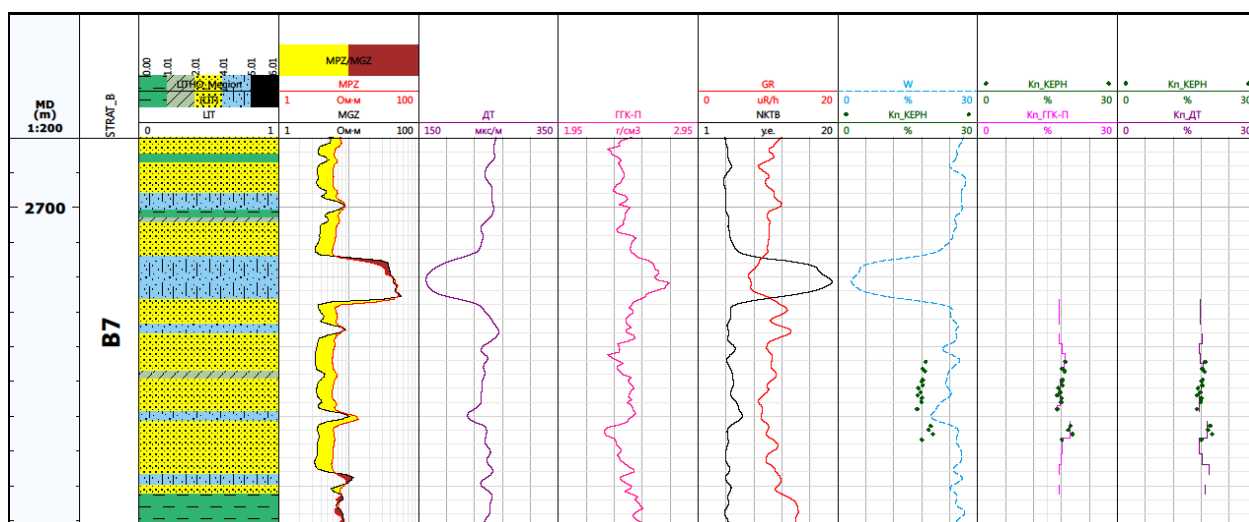
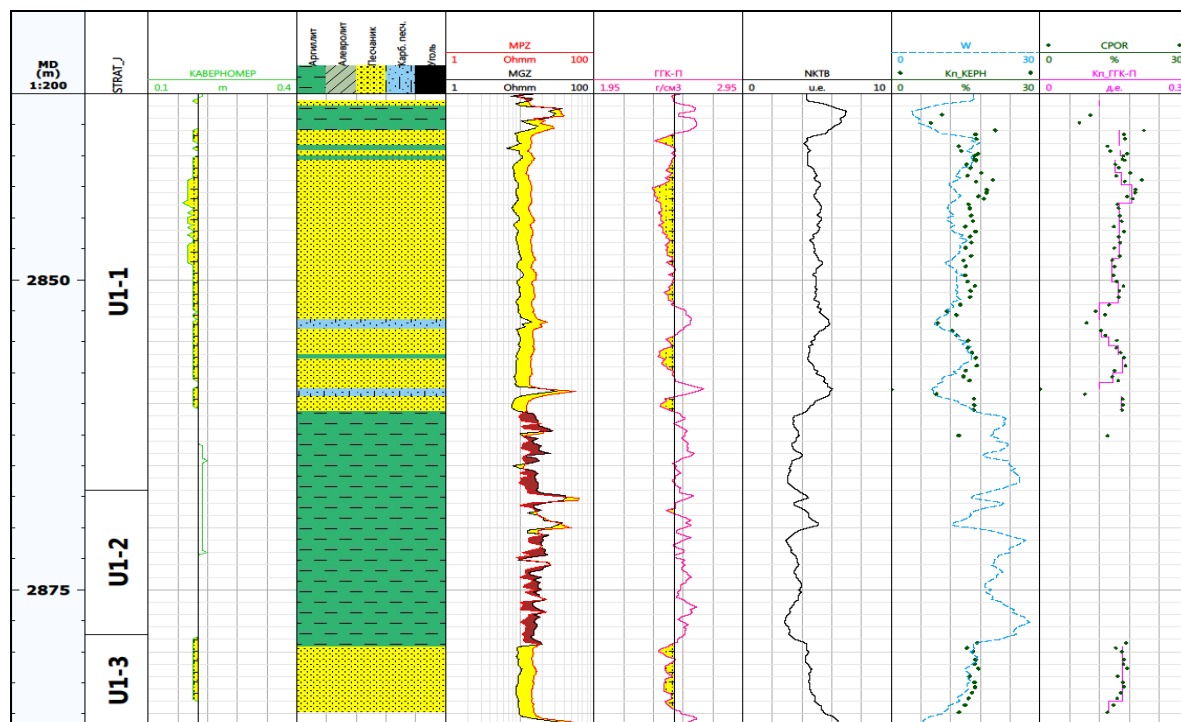


Рисунок 1 Результаты определения $K_{п}$ интервале В7 по АК, ГГК, НК и керну



На основании выполненного анализа можно сделать следующий основной вывод: *методику двух опорных пластов* для определения $K_{\text{п}}$ нефтегазовых пластов применять нельзя, а следует использовать только те КФ, которые построены с использованием эталонов пористости, характеристики которых близки к характеристикам исследуемых пластов.

1. Стрельченко В.В. Геофизические следования скважин. Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра Бизнесцентр».-2008.-551 с.

МЕЖСКВАЖИННОЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОСЛУШИВАНИЕ ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ НА ПОВХОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Байгильдин А.Э. (УГНТУ)

Гидродинамическое прослушивание (ГДП) проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта. Предполагается одновременное проведение работ в нескольких скважинах. В возмущающей скважине меняют режим работы, а в остальных скважинах, в которых ожидается реакция на воздействие, фиксируют наблюдаемые изменение давления. В качестве возмущающей скважины может быть выбрана либо действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

Подготовка режима гидропрослушивания предполагает, что до начала исследований действующая скважина должна работать в постоянном режиме эксплуатации не менее 15 суток. Простаивающая скважина не должна эксплуатироваться также в течение 15 суток. Действующая нагнетательная скважина должна быть предварительно выключена или работать в стабильном режиме. Возмущение заключается в остановке или пуске скважины, а также в изменении ее расхода или дебита. Параметры возмущения предварительно рассчитываются по результатам гидродинамического моделирования. Реагирующими скважинами могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

При выборе реагирующих скважин должны обязательно учитывать следующие условия: 1) возможность спуска манометра в колонну на расчетную глубину интервал ; 2) наличие гидродинамической связи перфорированной колонны с пластом. В скважинах с загрязненным забоем была выполнена его очистка. В реагирующих скважинах проводилась непрерывная запись кривых изменения давления на забое в течение всего времени эксперимента, начиная за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины до расчетного времени реагирования.

По результатам эксперимента можно сделать следующие выводы:

1. В реагирующей скважине отклик на остановку и запуск возмущающей скважины наблюдается уже через 10 часов, что свидетельствует о наличии гидродинамической связи, что дает возможность определять параметры межскважинного пространства и определять гидродинамическую обстановку на исследуемом участке.

2. Для ГДП следует выбирать реагирующие скважины со стабильным фоновым давлением и опускать в них манометры с разрешающей способностью не менее 0,001 МПа.

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Ганиева Р.Р., Шишлова Л.М (УГНТУ)

Промышленные скопления ископаемых вод, нефти и газа заключены в породах-коллекторах, представленных породами, способными содержать нефть, газ и воду и отдавать их при значимых перепадах давления [1].

Различают следующие признаки пластов-коллекторов: а) качественные косвенные; б) качественные прямые; в) количественные.

Прямые качественные признаки указывают на возможность фильтрации в порах коллекторов воды, нефти, газа и фильтрата промывочной жидкости. К таким признакам относятся: а) сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограмме; б) наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов (показания микропотенциал-зонда выше показаний микроградиент-зонда) при невысоких значениях их показаний; в) наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемого по удельному сопротивлению породы, определенному по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования; г) изменение во времени показаний различных геофизических методов, отражающее формирование и расформирование во времени зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в коллектор.

Косвенные качественные признаки характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам, отражают присутствие, но не движение в исследуемой породе свободных флюидов.

В качестве количественных критериев, т.е. значений различных параметров, соответствующих границе коллектор – неколлектор, используют: а) коэффициент проницаемости и соответствующие ему значения коэффициентов пористости и глинистости для продуктивных и водоносных коллекторов; б) коэффициенты фазовой проницаемости по нефти и газу и соответствующие им значения коэффициентов нефтенасыщения, газонасыщения или водонасыщения для продуктивных коллекторов; в) геофизические параметры: относительные амплитуды на диаграммах потенциалов, гамма-метод для продуктивных и водоносных коллекторов, удельное сопротивление и параметр насыщения для продуктивных коллекторов [2].

Список использованных источников:

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985г.-310с.
2. Добрынин В.М. и др. Геофизические исследования скважин. – М.:ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004г. – 400с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Д.Р. Мендыбаева, Е.А. Морозова (УГНТУ)

Увеличение объемов бурения горизонтальных скважин приводит к созданию новых высокоэффективных технологий геофизических исследований в процессе бурения. К таким методам изучения разреза, вскрытого наклонным и горизонтальным бурением, относится каротаж удельного электрического сопротивления пластов. Проведением исследований методами электромагнитного каротажа в процессе бурения решаются две основные задачи :

- проводка ствола скважины по запланированной траектории в заданном коридоре глубин;

- получение достоверных данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород в максимально короткий срок и без дополнительных капиталовложений.

По результатам сравнительного анализа моделирования распространения электрических и магнитных полей, данных зарубежного опыта и сопоставления результатов геофизических исследований в процессе и после бурения скважины получены следующие выводы:

- при малой анизотропии изучаемого пласта более точные результаты в процессе бурения обеспечивают высокочастотные электромагнитные методы;

- при слоистой структуре и малой мощности изучаемого пласта, вскрытого на минерализованной промывочной жидкости, рекомендуется использование методов КС и БК, на которые вмещающие породы оказывают меньшее влияние;

- проведение каротажа в процессе бурения позволяет значительно сократить время строительства и освоения скважины, что является экономически выгодным;

- в связи с этим необходимо разрабатывать отечественные технологии каротажа в процессе бурения, путем усовершенствования аппаратуры и методики обработки данных исследований.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ЕГО ЗНАЧИМОСТЬ (ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕСТРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ БАШКОРТОСТАНА)

*Р.Т. Мурзакаева (ГФ-12-01), Л.М. Шишлова (доцент)
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»*

Все горные породы по их генетическим, петрографическим и петрофизическим характеристикам могут быть сгруппированы в геологические формации или группы формаций. Основу петрофизической классификации составляет распределение геологических объектов по группам, объединенным в систему и различающимся по одному из физических параметров или по совокупности физических параметров [1].

Петрофизическое районирование – это деление территории на районы, различающиеся между собой и имеющие одинаковую петрофизическую характеристику внутри себя. Информация, заложенная в петрофизическом районировании, повышает надежность прогноза и изучения фильтрационно-емкостных и других петрофизических характеристик коллекторов в поисковых и разведочных скважинах на новых, недостаточно изученных территориях.

Методика построена на группировании петрофизических характеристик по типам отложений, исходя из принципов их похожести или сравнительной близости по следующим критериям:

- литотипам;
- термобарическим условиям;
- связям газового фактора с пластовым давлением;
- территориального размещения.

В данной работе представлено петрофизическое районирование турнейского яруса по месторождениям северной части Башкортостана. Исследование проводилось на основе петрофизической связи типа «керна – керн» $k_{np} = f(k_n)$. В целом территория характеризуется невысокой освещенностью кернавым материалом. Это связано с тем, что условия осадконакопления, существовавшие на этой территории, предопределили ограниченное развитие карбонатных пород-коллекторов.

Построенные зависимости позволили выделить несколько петроклассов, которые отличаются друг от друга видами пористости. Можно сделать вывод, что преобладают пласты-коллекторы каверново-пористые и пористые.

Список использованных источников

1. Зинченко, В.С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных / В.С. Зинченко. – Тверь: Издательство АИС, 2005. – 392 с.

ОЦЕНКА КОМПЕТЕНТНОСТИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ

Мамонтов Н.М. (УГНТУ)

Компетентность метрологической службы (МС) геофизической компании в части выполнения калибровочных работ, обуславливая применение достоверных методов, средств и способов достижения единства и требуемой точности измерений, является ключевым фактором в успешной работе такой компании. При оценке компетентности любой калибровочной лаборатории (КЛ) проверяют наличие помещения, в котором должны быть гарантированы нормальные условия, персонала, имеющего требуемую квалификацию, рабочих эталонов и фонда нормативных документов.

Проблема заключается в выборе критериев оценки компетентности метрологической службы и непосредственной проверке ее соответствия установленным требованиям. Кроме того, помимо отсутствия у заказчика необходимого для непосредственной оценки уровня знаний и соответствующего опыта, проблемой становится и отсутствие у компании структурированного пакета документов, подтверждающего область и границы ее компетентности.

Для решения указанной проблемы необходимо обеспечить оценку технического состояния проверяемой МС компетентным авторитетным органом, имеющим в своем распоряжении штат специалистов, базу нормативных документов, соответствующее оборудование.

На сегодняшний день оценку компетентности МС геофизических предприятий выполняют специалисты Российской системы калибровки (РСК). РСК создана как система обеспечения единства измерений в России вне сферы государственного регулирования. Она координирует деятельность метрологических служб предприятий в соответствии с едиными требованиями, а также создание условий для международного признания результатов калибровки и обеспечения доверия к качеству выполнения калибровочных работ со стороны заказчиков этих работ.

Функции Исполнительного органа РСК возложены на Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы (ФГУП «ВНИИМС»). Функции Уполномоченных экспертных организаций РСК выполняют организации, имеющие в своем составе специалистов, прошедших специальную подготовку в научно-методическом центре РСК в качестве экспертов-метрологов по внедрению на предприятии международного [1], получивших Сертификат эксперта-метролога РСК. В геофизике этим требованиям удовлетворяет ГУП ЦМИ «Урал-Гео».

Непосредственно оценкой компетентности МС занимается исполнительный орган РСК, работающий совместно с Уполномоченными экспертными организациями РСК. Оценка компетентности МС геофизических компаний осуществляется в соответствии с Руководящей документацией РСК. Данная процедура проводится в два этапа. На первом этапе осуществляется группой экспертов-метрологов уполномоченной экспертной организации в области геофизического исследования скважин (ГИС) ГУП ЦМИ "Урал-Гео", на втором - ВНИИМС.

Сначала компания передает в ГУП ЦМИ "Урал-Гео" заявку на предварительную оценку компетентности МС с проектом области признания компетентности и проектом руководства по качеству организации и выполнения калибровочных работ. Затем запускается процедура

подготовки документов в соответствии с [1] и РД РСК 02-2014, регламентирующим порядок проверки. Эксперты оказывают методическую помощь в оформлении руководства по качеству организации и выполнения калибровочных работ со всеми приложениями и области признания компетентности. Далее группа экспертов направляется в геофизическую компанию с целью установления соответствия документов реальному состоянию МС. Проверяется наличие помещений КЛ и условия в них, методики калибровки на рабочих местах, состояние эталонной базы, а также наличие свидетельств о поверке и сертификатов калибровке этих эталонов, наличие у персонала соответствующего образования.

Акт проверки компетентности вместе с Руководством по качеству, областью компетентности и заявкой на проведение окончательной оценки компетентности направляется во ВНИИМС. Результатом окончательной проверки компетентности МС является выдача свидетельства о регистрации в РСК.

В настоящее время в реестр РСК внесены следующие геофизические компании: ООО "ПИТЦ "Геофизика", ОАО "Когалымнефтегеофизика", ООО "Орион Консалтинг и Сервисес Лимитед", ООО "Тюменская Геофизическая Компания", ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика", ООО ПКФ "Недра-С". Также проходят процедуру предварительной оценки компетентности: ЗАО "Северная Геофизическая Экспедиция" и ООО "ТНГ-Групп".

Выводы:

1. Компетентность МС геофизической компании становится определяющей в оценке общей компетентности компании.
2. Компании, внесенной в реестр РСК, отдается предпочтение при рассмотрении тендерной документации на оказание геофизических услуг.
3. Оценка компетентности стимулирует геофизические компании к повышению качества (точности и достоверности) оказываемых геофизических услуг и расширению области компетентности своей МС.

Список использованных источников:

1. ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 "Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий".
2. РД РСК 02-2014 "Порядок организации деятельности Российской системы калибровки".

ПОСТРОЕНИЕ КАЛИБРОВОЧНО-ПОПРАВОЧНОЙ ФУНКЦИИ СКВАЖИННЫХ МАНОМЕТРОВ СТАТИСТИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Яхин Р.В. (ЦМИ «Урал-Гео»)

Скважинные манометры предназначены для измерений гидростатического давления при температурах от 0 до 200°C и имеют существенную зависимость показаний от температуры. Они относятся к индивидуально градуированным средствам измерений (СИ). Для такой аппаратуры предусмотрено построение калибровочно-поправочной функции (КПФ) в виде зависимости давления от выходного сигнала (показаний аппаратуры) и температуры.

КПФ скважинного манометра строится с использованием специального термостата, в котором одновременно воспроизводится давление и снимаются показания по мере нагрева манометра. Такая КПФ имеет вид линейной функции P двух переменных – выходного сигнала X и температуры T :

$$P = K_1 + K_2 \cdot (T - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot (T - T_0)) \cdot X, \quad (1)$$

где K_1, K_2, K_3 и K_4 – коэффициенты, T_0 – начальная температура в термостате.

При калибровке скважинного манометра с построением такой КПФ необходимо воспроизвести дважды по два разных значения давления при двух разных значениях температуры. При этом фиксируют четыре значения выходного сигнала (обычно – цифровой код). В этом случае система из 4-х уравнений с 4-мя неизвестными K_1, K_2, K_3 и K_4 (2) имеет однозначное решение [2].

$$\begin{aligned} P_1 &= K_1 + K_2 \cdot (T_1 - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot (T_1 - T_0)) \cdot X_{11}, \\ P_2 &= K_1 + K_2 \cdot (T_1 - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot (T_1 - T_0)) \cdot X_{12}, \\ P_1 &= K_1 + K_2 \cdot (T_2 - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot (T_2 - T_0)) \cdot X_{21}, \\ P_2 &= K_1 + K_2 \cdot (T_2 - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot (T_2 - T_0)) \cdot X_{22}, \end{aligned} \quad (2)$$

Для построения такой объединенной калибровочно-поправочной функции (КПФ) скважинных манометров в 1999 г. был создан объединенный эталон УАК-СТМ-100/60 – установка для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров. Однако в существующем эталоне УАК-СТМ-100/60 при калибровке манометров в автоматическом режиме технически трудно воспроизводить одни и те же значения давления с дискретностью 0,01 МПа при разных температурах, что приводит к необходимости построения КПФ статистическим способом.

Преобразуем формулу (1) в следующую формулу

$$F(x, y) = ax + bxy + cy + d \quad (3),$$

где x – код выходного сигнала манометра, y – код выходного сигнала термометра.

Найдем коэффициенты в формуле (3), при которых функция четырех переменных $W(a, b, c, d)$ принимает наименьшее значение.

$$W(a, b, c, d) = \sum_{i=0}^n (F_i - (ax_i + bxy_i + cy_i + d))^2 \quad (4)$$

То есть, при полученных a, b, c, d сумма квадратов отклонений экспериментальных данных от найденной функции будет наименьшей.

Для этого найдем частные производные, и приравняем их к нулю.

$$\begin{cases} \frac{\partial W(a, b, c, d)}{\partial a} = 0 \\ \frac{\partial W(a, b, c, d)}{\partial b} = 0 \\ \frac{\partial W(a, b, c, d)}{\partial c} = 0 \\ \frac{\partial W(a, b, c, d)}{\partial d} = 0 \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} 2 \sum_{i=0}^n ((F_i - (ax_i + bx_i y_i + cy_i + d)) \cdot (-x_i)) = 0 \\ 2 \sum_{i=0}^n ((F_i - (ax_i + bx_i y_i + cy_i + d)) \cdot (-x_i y_i)) = 0 \\ 2 \sum_{i=0}^n ((F_i - (ax_i + bx_i y_i + cy_i + d)) \cdot (-y_i)) = 0 \\ 2 \sum_{i=0}^n (F_i - (ax_i + bx_i y_i + cy_i + d)) = 0 \end{cases} \Leftrightarrow$$

В итоге получим систему уравнений

$$\Leftrightarrow \begin{cases} a \sum_{i=0}^n x_i^2 + b \sum_{i=0}^n x_i^2 y_i + c \sum_{i=0}^n x_i y_i + d \sum_{i=0}^n x_i = \sum_{i=0}^n F_i x_i \\ a \sum_{i=0}^n x_i^2 y_i + b \sum_{i=0}^n x_i^2 y_i^2 + c \sum_{i=0}^n x_i y_i^2 + d \sum_{i=0}^n x_i y_i = \sum_{i=0}^n F_i x_i y_i \\ a \sum_{i=0}^n x_i y_i + b \sum_{i=0}^n x_i y_i^2 + c \sum_{i=0}^n y_i^2 + d \sum_{i=0}^n y_i = \sum_{i=0}^n F_i y_i \\ a \sum_{i=0}^n x_i + b \sum_{i=0}^n x_i y_i + c \sum_{i=0}^n y_i + n \cdot d = \sum_{i=0}^n F_i \end{cases} \quad (5)$$

Решая данную систему уравнений, находим коэффициенты a, b, c, d .

В качестве примера воспользуемся данными, приведенными в таблице 1 для скважинного манометра ГДИ-7.

Таблица 1 В качестве примера воспользуемся данными, приведенными в таблице 1 для скважинного манометра ГДИ-7.

Код T=8348		Код T=10359		Код T=12368		Код T=14359		Код T=16240	
P	Код P	P	Код P	P	Код P	P	Код P	P	Код P
2	1362	1,94	1349	1,85	1309	1,83	1307	1,67	1232
4,64	2838	4,56	2602	4,63	2629	4,76	2681	4,63	2613
9,92	5172	9,71	5048	9,88	5104	9,49	4890	9,37	4810
14,51	7359	14,54	7326	14,72	7366	14,84	7382	14,8	7310
19,71	9813	19,52	9678	19,66	9683	19,8	9679	19,74	9612
24,58	12105	24,64	12091	24,78	12069	24,31	11768	24,26	11726
29,92	14604	29,27	14271	29,42	14237	29,47	14158	29,44	14147

Найдем для каждой точки значения $x_i^2, y_i^2, x_i y_i, x_i^2 y_i, x_i y_i^2, x_i^2 y_i^2, f_i x_i, f_i y_i, f_i x_i y_i$ и их суммы. Подставим полученные значения в систему уравнений (5). Решая полученную систему любым методом (например, методом Крамера), получаем следующие коэффициенты.

$$F(x, y) = 0,002076 \cdot x + 4,78E - 9 \cdot x \cdot y + 1,016E - 5 \cdot y - 1,128 \quad (4)$$

Выводы.

1. Для построения ПКФ скважинных манометров имеется калибровочная установка, воспроизводящая одновременно разные значения давления при фиксированных значениях температуры.
2. Получена возможность построения КПФ скважинных манометров методом наименьших квадратов при любом сочетании воспроизводимых значений давления и температуры.
3. Требуется дополнить методику [3] описанием построения ПКФ манометров статистическим способом.

Список использованных источников:

1. Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение в промышленной геофизике: Учебное пособие/ Уфа: изд. УГНТУ, 2016.-218 с.
2. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация/ Учебник. –М.: МАКС Пресс, 2008.-498 с.
3. МК-ЦМИ-28-2011 Скважинные манометры. Методика калибровки/ Уфа: Урал-Гео, 2011.-5 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Геофизические технологии для бурения и геологии на суше и шельфе.....	5
Инновационное развитие российского геофизического комплекса. <i>Лаптев В.В. первый вице-президент МОО ЕАГО, (г. Уфа).....</i>	<i>6</i>
Российский рынок LWD. Проблемы и перспективы. <i>Пасечник М.П., президент МОО ЕАГО, (г. Москва).....</i>	<i>9</i>
Инновационные технологии ГИС - от открытого ствола, обсаженных скважин до геонавигации, каротажа в процессе бурения и добычи. <i>В.Т. Перелыгин, В.Н. Даниленко, Л.Е. Кнеллер, А.А. Сергеев (ПАО НПП "ВНИИГИС"), А.В. Васильев (ООО НПФ "ВНИИГИС-ЗТК").....</i>	<i>12</i>
Новые приборы индукционного каротажа для исследования наклонных и горизонтальных скважин. <i>Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Николаев Н.А., Пермяков Г.С., Сакаев Р.Ш., Морозова Е.А., ООО НПФ «ГеоКИП» (г.Уфа).....</i>	<i>17</i>
Современные методы передачи телеметрических данных по каротажному кабелю. <i>Пружинин И.А. Университет «Дубна» (г.Дубна).....</i>	<i>18</i>
Результаты опытно-промышленных работ по внедрению новой аппаратуры ГИС на месторождениях ПАО «АНК «Башнефть» в 2016. <i>Привалова О.Р., БашНИПИнефть, (г. Уфа).....</i>	<i>22</i>
Аппаратура радиоактивного каротажа ФГУП «ВНИИА» на основе нейтронных генераторов и оборудование для нефтегазовой отрасли. <i>Зверев В.И., Боголюбов Е.П., Хомяков А.С., ФГУП «ВНИИА» (г.Москва).....</i>	<i>24</i>
Развитие аппаратуры и методики контроля текущей нефтегазонасыщенности ядерно-геофизическими методами. <i>Машкин К.А., Коротченко А.Г., Сафонов П.А., Огнев А.Н., Гайнетдинов Р.Г., ПАО НПП «ВНИИГИС» (г.Октябрьский).....</i>	<i>27</i>
Опыт применения автономных генераторов в ООО «ТНГ-Групп». <i>Киргизов Д.И. Баженов В.В., Имаев А.И., Ахметов Б.Ф., ООО «ТНГ-Групп», (г. Бугульма)</i>	<i>30</i>
Развитие аппаратуры и методики испытания пластов и отбора проб приборами на кабеле. <i>Шакиров А. А., Даниленко В. Н. АО НПФ «ГИТАС», ПАО НПП «ВНИИГИС» (г.Октябрьский).....</i>	<i>34</i>
Опыт применения системы ЗТМ-ИП при проведении испытаний пластов на трубах Drill Stem Test. <i>Галеев Р.И. ООО НПФ «ГОРИЗОНТ» (г.Октябрьский).....</i>	<i>37</i>
Анализ результатов исследования каширо-подольских отложений для уточнения методики выделения коллекторов. <i>Аминева Г.Р., Привалова О.Р., Шуматбаев К.Д., Вагизов А.М. ООО «БашНИПИнефть», (г.Уфа)</i>	<i>40</i>

Повышение достоверности при определении текущей нефтенасыщенности импульсными методами терригенных отложений тульско-бобриковского горизонта и карбонатных отложений турнейского яруса месторождений РБ. <i>Акчурин А.А., ООО «БаиНИПИнефть», (г. Уфа)</i>	42
Результаты комплексных исследований керна и пластов бурящихся скважин отечественной аппаратурой ЯМР. <i>Р. С. Мухамадиев, В.М. Мурзакаев, Н.Н. Белоусова, А. В. Брагин – ООО «ТНГ-Групп», В. Д. Скирда, М. М. Дорогиницкий, В. Е. Косарев – Казанский (Приволжский) федеральный университет</i>	44
Новые высокотемпературные, высокоточные акселерометры Safran- Colibrus для систем MWD / LWD. <i>Бекмачев А.Е., Тузов А.С., ООО "Фаворит-ЭК", (г. Москва)</i>	51
Техника и технологии ГРП, МГРП и ГНКТ	55
Разработка отечественного программного обеспечения по дизайну ГРП в рамках импортозамещения. <i>Шайбаков А.Л., ООО НПО "Союзнефтегазсервис", Гараванд А., РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, (г. Москва)</i>	56
Развитие импортозамещающего программного обеспечения в области моделирования гидроразрыва пласта. <i>Байков В.А., Аксаков А.В., Борищук О.С., ООО "РН-УфаНИПИнефть" (г. Уфа)</i>	58
Технология микросейсмических исследований для контроля гидроразрыва пластов. <i>Сергеев А.А., Даниленко В.Н., Черкашнев С.А., Мамлеев Т.С., АО НПФ «ГИТАС», ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)</i>	59
Оценка возможностей наземного микросейсмического мониторинга при ГРП. <i>Шумилов А.В., ПАО «Пермнефтегеофизика» (г. Пермь)</i>	61
Исследование прочностных параметров пород коллекторов нефти и газа для ГРП в ЦПИ ИФЗ РАН. <i>Фокин И.В. Институт физики Земли РАН, (г. Москва)</i>	67
Геофизический контроль добычи	71
Использование математических моделей термогидродинамических процессов (симуляторов) для решения задач контроля разработки месторождений углеводородов. <i>Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф. БГУ, НПФ "ГеоТЭК", (г. Уфа)</i>	72
Экологический мониторинг герметичности около скважинного пространства скважин на основе новых технологий и аппаратуры». <i>Даниленко В.Н. Борисов В.И., Борисова Л.К., Кондрашов А.В., Куйбышев Р.Р., Судничников Е.В. АО НПФ «ГИТАС», ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)</i>	75

Метрология.....	79
Перспективы создания Федерального геофизического центра метрологии и сертификации. <i>Лобанков В.М., УГНТУ, Лахов В.М., ВНИИМС, (Москва), Муратишин А.М., ЦСМ РБ (г. Уфа)</i>	80
Перспективы развития ГИС на базе государственных эталонов. <i>Лобанков В.М., Николаев Н.А. (Уфимский ГНТУ), Гарейшин З.Г., Святохин В.Д., Яхин Р.В. (ЦМИ «Урал-Гео»), Хасанов М.В., Гриценко В.А. (НПФ «Геофизика») (г. Уфа)</i>	83
Молодежная секция.....	87
Моделирование термогидродинамических процессов в пласте с трещиной ГРП. <i>Шаринов А.М. (БашГУ)</i>	88
Изменение представления о строении карбонатных коллекторов турнейско-франских отложений с учетом результатов комплексирования данных современных и исторических исследований. <i>Аликаева Л.Р. (ООО «БашНИПИнефть»)</i>	89
Исследование нестационарных тепловых полей при фильтрации газированной нефти. <i>Канафин И.В. (БашГУ)</i>	91
Использование температурных симуляторов при интерпретации данных испытания газовых скважин. <i>Файзуллин Н.Ф. (БашГУ)</i>	94
Анализ спектров излучения регистрируемых SGK при определении ФЕС карбонатных коллекторов на примере одного из месторождений НАО. <i>Лакомкина К.О. (ООО «БашНИПИнефть»)</i>	95
Определение параметров околоскважинной зоны по измерениям температуры на забое скважины. <i>Исламов Д.Ф. (БашГУ)</i>	96
Определение литологического состава пород сирочойского горизонта месторождения им. Р.Требса по расширенному и стандартному комплексу ГИС. <i>Айгильдин А.Л., К.Д. Шуматбаев (ООО «БашНИПИнефть»)</i>	100
Экспериментальное изучение перепада давления в скважине на местах гидравлического сопротивления. <i>Гаязов М.С. (БашГУ)</i>	100
Определение естественной температуры горных пород по данным термометрии после бурения скважины. <i>Акчурин Р.З. (БашГУ)</i>	104
Изучение формирования теплового поля на модели скважины с наличием заколонного перетока. <i>Космылин Денис (БашГУ)</i>	105

Неизотермические потоки жидкости в системе пласт-трещина гидроразрыва пласта. <i>Миниярова Г.С. (БашГУ)</i>	108
Изучение неизотермической трехфазной фильтрации газированной нефти. <i>Салимова И.Н (БашГУ)</i>	109
Создание геологической модели месторождения Башкирии в программном пакете IRAP RMS 2013.1.3. <i>Файзова И. М. (БашГУ)</i>	110
Построение объёмной модели пород по данным ГИС в обсаженных скважинах <i>Битунова К.О., Привалова О.Р., Бакирова А. А. (ООО «БашНИПИнефть»)</i>	111
Анализ погрешностей методики двух опорных пластов в нефтегазовых скважинах <i>Зайруллин И.И. (УГНТУ)</i>	113
Межскважинное гидродинамическое прослушивание пористых пластов на Повховском нефтяном месторождении. <i>Байгильдин А. Э. (УГНТУ)</i>	116
Основные критерии выделения коллекторов нефти и газа. <i>Ганиева Р.Р. , Шишлова Л.М. (УГНТУ)</i>	117
Применение методов электромагнитного каротажа в процессе бурения. <i>Д.Р. Мендыбаева, Е.А. Морозова (УГНТУ)</i>	118
Петрофизическое районирование и его значимость (оценка коллекторских характеристик месторождений северной части Башкортостана). <i>Мурзакаева Р.Т., Шишлова Л.М. (УГНТУ)</i>	119
Оценка компетентности метрологической службы геофизической компании. <i>Мамонтов Н.М. (УГНТУ)</i>	120
Построение калибровочно-поправочной функции скважинных манометров статистическим способом. <i>Яхин Р.В. (ЦМИ «Урал-Гео»)</i>	122

XXIII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВЫЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции в рамках XXV Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2017».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2017. с.129, ил.30, табл. 4

ISBN 978-5-9908252-3-9

Научное редактирование – Лаптев В.В.

Ответственный редактор – Лаптева О.В.

Художественное оформление – Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек Бизнес»
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.26
(347) 222-45-11
www.novtekbusiness.com

Подписано в печать 19.05.2017г.
Тираж 150 экз. Заказ №14213.

Отпечатано с в печатном салоне АмегаПРИНТ
г. Уфа, 8 Марта, 32/1