

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XXII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

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

Уфа-2016

УДК 550.832
ББК 26.2
Ю 13
Н 34

XXII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВЫЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции в рамках XXIV Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2016».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2016. с.150, ил.30, табл. 6

ISBN 978-5-9908252-0-8

В сборнике представлены тезисы докладов, отражающих современные достижения в 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), контроль технического состояния скважин 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 XXIV Международной специализированной выставкой «Газ.Нефть.Технологии-2016» 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 978-5-9908252-0-8



УДК 550.832
ББК 26.2

9 785990 825208

ООО «Новтек Бизнес» www.nov-tek.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»)

ОАО НПФ «Геофизика»

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 «Территория Нефтегаз»

Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»

Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»



Данная конференция проводится по инициативе геофизического (промышленного) кластера «Квант». Кластер является крупнейшим в России центром геофизического приборостроения (40% рынка) и высокотехнологического сервиса нефтегазового комплекса страны (20% рынка). В состав кластера входят 40 компании крупного, среднего и малого бизнеса научного, приборостроительного, сервисного и образовательного профиля.

Организаторы конференции 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

Анализ геофизического рынка

РОССИЙСКИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РЫНОК НА ПУТИ КОНСОЛИДАЦИИ И ИМПОРТОВЫТЕСНЕНИЯ.

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

Приводится анализ рынка геофизического сервиса и рассматриваются основные тенденции его развития в условиях глобального экономического кризиса и действия санкций США и ЕС в отношении ТЭК России. Отмечается систематический рост этого сегмента рынка, несмотря на снижение в последние годы инвестиций в бурение и геологоразведку. Так с 2011 по 2015 гг. рынок вырос в 1.2 раза, а среднегодовой темп роста составил 24%.

Устойчивый рост геофизического рынка, при стабилизации годовой добычи нефти в РФ на уровне 520-535 млн. т., обусловлен следующими факторами:

а) ростом горизонтального бурения в сочетании с ростом количества операций по гидроразрыву пластов (ГРП),

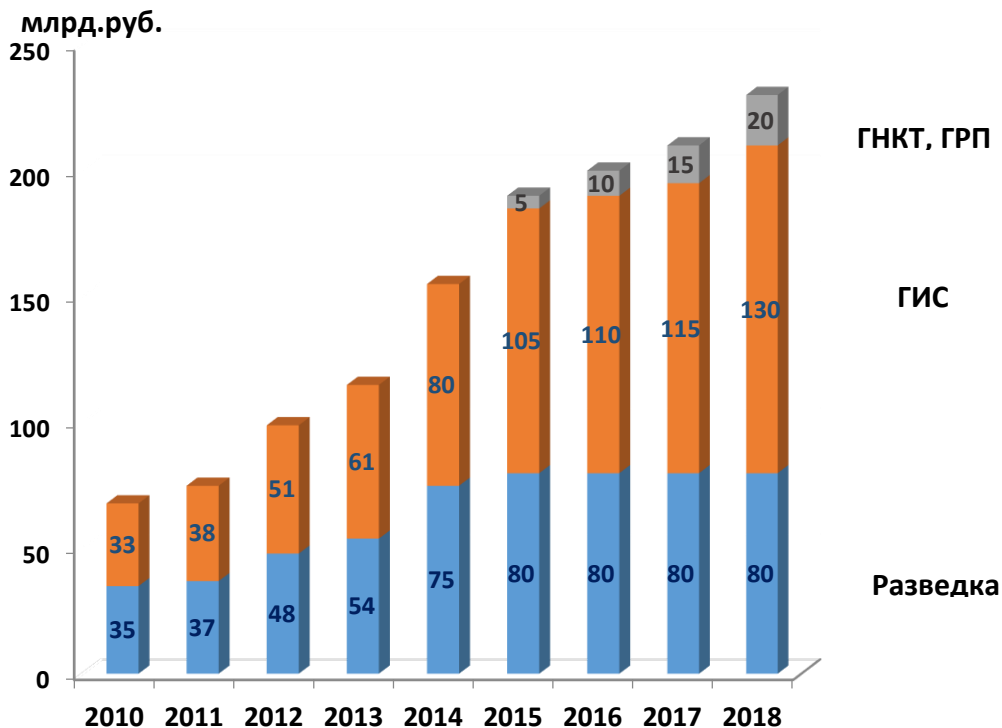
б) вводом в разведку и разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ)

в) освоением шельфа.

Другой важной тенденцией рынка является консолидация разрозненных сервисных активов в крупные холдинги (АО «Росгеология»).

Уверенно наращивают свои производственные мощности такие компании, как ООО «ТНГ-Групп», ООО «Газпром георесурс», ОАО «Башнефтегеофизика», ОАО «МАГЭ». Иностраный сервис, за исключением компании «Шлюмберже», постепенно сдаёт свои позиции на российском геофизическом рынке. Курс руководства страны на замену импортируемой техники отечественной конкурентоспособной продукцией и высокотехнологичными услугами даёт реальный шанс для привлечения инвестиций государства и нефтегазовых компаний в геофизическое приборостроение и сервис. Спектр услуг, предлагаемых геофизическим сервисом нефтегазовым компаниями, постоянно расширяется. Среди высокотехнологичных видов работ, освоенных геофизиками, следует отметить MWD, LWD, колтюбинговые технологии. На очереди стоит освоение услуг по ГРП и МГРП.

Рынок геофизического сервиса России



Выводы:

1. Отечественный геофизический сервис успешно преодолел угрозы развала и вступил в фазу устойчивого роста;
2. Необходимо вытеснить иностранный геофизический сервис с морских платформ и активно расширять спектр услуг ГНКТ, ГРП;
3. Российская геофизика созрела для возврата на мировой геофизический рынок.

| РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2015 | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------------|---|---|---------|---------------------------|--------------------------|-----|--------|-----------------------------|-------|----------|
| СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ | | | Выручка | | | в т. ч. по геофизсервису | | | Холдинговая принадлежность | | персонал |
| № | Schlumberger в России | Schlumb. Hi-Tech +LWD+more Тюменьпромг еофизика | крупные сервисные компании (выручка более 1 млрд. руб.) | | | всего | ГИС | Геофиз | млн. руб. (с НДС) | | чел. |
| | | | 61 348 | 44 500 | 2 700+ 38 150 3 650 | | | | | | |
| 2. | ООО ТНГ-Групп | | 30 897 | 10 524 | 20 373 | | | | ОАО Татнефть | 8 200 | |
| 3. | ОАО Росгеология | | 23 128 | 21 887 | 5 688 | | | 16 199 | Росимущество РФ | | |
| a) | ОАО Самаранефтегеофизика | | 5 149 | 2 547 | 0 | | | 2 452 | | | |
| b) | ОАО Севморнефтегеофизика | | | 2 547 | 0 | | | 2 547 | | | |
| c) | ОАО Сибнефтегеофизика | | 2 803 | 2 803 | 0 | | | 2 803 | | | |
| d) | ОАО Дальморнефтегеофизика | | 2 571 | 2 571 | 0 | | | 2 571 | | | |
| e) | ОАО Пермнефтегеофизика | 1 836 | 1 752 | 870 | 882 | | | | | | |
| f) | ОАО Нижневартовскнефтегеофизика | | 1 432 | 1 432 | 0 | | | | | | |
| g) | ОАО Иркутскгеофизика | | 1 400 | 50 | 1 350 | | | | ОАО Росгеология | 1 064 | |
| h) | ОАО ВНИИГеофизика | | 1 300 | 0 | 1 300 | | | | | 522 | |
| i) | ОАО Волгограднефтегеофизика | | 1 136 | 158 | 978 | | | | | | |
| j) | ОАО Краснодарнефтегеофизика | | 400 | 343 | 57 | | | | | | |
| k) | ОАО Ставропольнефтегеофизика | | 524 | 51 | 473 | | | | | | |
| l) | ОАО Калининграднефтегеофизика | | 91 | 87 | 4 | | | | | | |
| m) | ОАО Севморгео | | 500 | 0 | 500 | | | | | | |
| n) | ОАО ЦГЭ | | 282 | 0 | 282 | | | | | | |
| 4. | ЗАО Геотек Холдинг (IGSS) | | 23 544 | 0 | 23 544 | | | | | 12163 | |
| 5. | ООО Газпром-Георесурс | | 15 000 | 13 218 | 1 782 | | | | ОАО Газпром | 3 700 | |
| 6. | ОАО Башнефтегеофизика | 14 775 | 14 443 | 5 817 | 8 626 | | | | | 6 112 | |
| 7. | ОАО МАГЭ | 8 549 | 8 535 | 0 | 8 535 | | | | | | |
| 8. | ОАО КогалымНФ+ООО Геофизсервис | | 5 100 | 5 100 | 0 | | | | | 1400 | |
| 9. | Сургутнефтегеофизика | | 5 000 | 5 000 | 0 | | | | ОАО Сургутнефтегаз | | |
| 10. | ОАО Газпромнефть- | | 4 200 | 4 200 | 0 | | | | ООО Газпром нефть сервис | | |
| 11. | ООО Нефтесервисхолдинг (Россия) | | 2 655 | 2 655 | 0 | | | | ООО Пермская ФПГ | | |
| 12. | ЗАО БашВарьТехнологии | 4 500 | 3 850 | 3 850 | 0 | | | | | | |
| 13. | ООО НПЦ ВНИИГИС (Группа компаний) | | 2 500 | 2 500 | 0 | | | | | | |
| 14. | ОАО Якутскгеофизика | | 1 500 | 0 | 1 500 | | | | ООО Геофиз. Евроаз. Ресурсы | | |
| 15. | Baker Hughes в России | | 1 200 | 1 200 | 0 | | | | Baker Hughes в мире | | |
| 16. | Оренбургнефтегеофизика | | 1 000 | 1 000 | 0 | | | | ОАО ЧТПЗ | | |
| 17. | ЗАО Римера | | 1 000 | 1 000 | 0 | | | | | 9000 | |
| 18. | ОАО ГК Интегра | | 1 000 | 1 000 | 0 | | | | | | |
| | Всего по группе | | 186 811 | 106 252 | 80 559 | | | | | | |

Раздел 1

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ
ГЕОЛОГИИ И БУРЕНИЯ**

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ.

*В.Т. Перелыгин, В.Н. Даниленко,
Л.Е. Кнеллер, (ОАО НПП "ВНИИГИС"),
В.П. Чупров, (ООО НПФ "ВНИИГИС-ЗТК")*

За последнее десятилетие ВНИИГИС совместно с организованными на его базе научно-производственными фирмами достиг значительных успехов в направлении повышения информативности геофизических технологий.

ВНИИГИС и его предприятия проводят исследования и оказывают сервисные услуги в следующих направлениях:

- информационное сопровождение проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин;
- радиоактивные методы для изучения геологического разреза скважин и контроля нефтегазонасыщенности;
- пространственные методы изучения и построения моделей геологического строения разрезов;
- исследования в открытом стволе скважин малого диаметра;
- акустические методы для исследования открытого ствола и обсаженных скважин различного диаметра;
- прямые методы исследования скважин аппаратурой на кабеле (опробование пластов и гидродинамический каротаж, отбор проб из ствола скважины, отбор керна из стенок скважины, вторичное вскрытие пластов сверлящими перфораторами);
- контроль технического состояния колонн и колтюбинговой трубы, качества цементирования скважин.

Далее подробнее остановимся на наиболее актуальных и новейших технологиях.

Забойные телеметрические системы на основе беспроводного электромагнитного канала связи, прочно заняли свою нишу при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин и эксплуатируются и производятся многими организациями почти 30 лет. В настоящее время ВНИИГИС располагает рядом телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров, разработанных совместно с малыми предприятиями, таких как ЗИС-4МЭ, Азимут-4-108,

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 дополнительных модулей многозондового бокового каротажа, радиоактивного каротажа и наддолотного модуля, что повышает эффективность оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе.

Для бурения боковых стволов, в том числе и из скважин старого фонда, совместно со специалистами ВНИИГИС-ЗТК разработана и используется в промышленном режиме телеметрическая система малого диаметра ЗТС-42ЭМ, измеряющая зенитный угол и азимут траектории ствола, а также угол положения отклонителя в процессе бурения. Телесистема обладает высокой точностью измерений инклинометрических параметров, она надежна в эксплуатации и может дополнительно оснащаться модулем ГК, что повышает эффективность оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе, а также наддолотным модулем, который связан с материнской телесистемой беспроводным электромагнитным каналом связи, и, в зависимости от модификации, может измерять вблизи от долота зенитный угол, ГК (верх-низ), осевую нагрузку, обороты долота, уровень вибраций, давление внутри и снаружи, КС. Телесистема используется также и при бурении скважин большого диаметра, а также при бурении скважин на депрессии с промывочной жидкостью на основе аэрированной азотом нефти.

В настоящее время во ВНИИГИС ЗТК разработано 6 модификаций наддолотных модулей. Для решения задач геонавигации совместно с ВНИИГИС-ЗТК разработан и проходит промышленное опробование в течении 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.

В 2014 году завершена разработка модуля радиоактивного каротажа для проведения исследований методами нейтронного гамма каротажа и двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт) в процессе бурения, который применяется для определения пористости горных пород. В августе 2015 года и в феврале 2016 года совместно с ООО "Татбурнефть" и НГДУ "Азнакаевнефть" успешно проведены промышленные испытания модуля.

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 ООО 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.

Успешно себя зарекомендовал при решении задач текущего мониторинга нефтяных и нефтегазовых залежей комплекс ядерно-геофизических методов, позволяющий количественно оценивать коэффициент текущей нефтенасыщенности, уточнять коэффициент пористости и объемную модель породы, а также решать другие задачи. Комплекс реализуется с помощью трех видов аппаратуры ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43, ЦСП-ГК-С-90. Развитие комплекса ядерно-геофизических методов продолжается в направлении его расширения и повышения возможностей в решении геологических задач на стадии разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Разработаны и опробованы в условиях нефтегазовых скважин: 3-зондовый прибор импульсного каротажа, включающий зонды 2ИННКТ или 2ИНГК и спектрометрический зонд ГК (СГК), и 5-зондовый прибор нейтронного и гамма-каротажа на базе стационарных нейтронных источников, включающий зонды 2ННКТ, 2СНГК и спектрометрический зонд гамма излучения радиационного захвата (ГИРЗ) и естественного гамма излучения.

Аппаратура ЦСП-3ИНГКС-76 (ЦСП-3ИННКС-76) 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 (в перспективе 73 мм), благодаря чему она может быть использована в скважинах малого диаметра, включая боковые и горизонтальные стволы.

Инновационной разработкой по модернизации комплекса ЯГМ является двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73. За одну спускоподъемную операцию аппаратура в перспективе будет способна реализовать 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). Новая аппаратура по проекту будет соответствовать или превосходить передовые западные технологии: аппаратура RST компании Schlumberger (США), прибор MSI компании Baker-Atlas (США), и прибор RMT компании Halliburton (США). Таким образом, новая аппаратура 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 КСПРК-Ш, реализующая методы ЗСНГК+2ННК+СГК, обладает высокими технологическими возможностями. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов.

В последнее десятилетие мировая нефтегазовая отрасль все настойчивее стремится извлекать нефть и газ из нетрадиционных источников – битуминозных песчаников, глинистых сланцев, которые относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

Во ВНИИГИС разработана технология диагностики нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов. Разработан современный аппаратурно-методический комплекс на основе нейтронных методов, который позволяет определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

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.

В ОАО НПП ВНИИГИС разработан термобаростойкий вибратор электромеханический скважинный на каротажном кабеле дебалансного типа ВЭМС-Д, предназначенный для проведения работ в широком спектре технических условий при температурах до 150°C и давлении 98 МПа. 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 «щадящих» методов вторичного вскрытия, одним из которых является сверлящая перфорация приборами на кабеле. В ОАО НПП ВНИИГИС разработан аппаратурный ряд сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСП-2, ПГСП-3 позволяющий решать широкий спектр задач при вводе в эксплуатацию и ремонте скважин. Ведется разработка малогабаритного сверлящего перфоратора ПМС предназначенного для проведения работ в малогабаритных скважинах и боковых забуриваемых стволах в скважинах старого фонда.

На сегодняшний день, ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10.

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.

Ведутся работы по созданию малогабаритного сверлящего керноотборника для исследования скважин диаметром 146-170 мм, а также керноотборника для отбора образцов горных пород диаметром 30

мм, что дает возможность проведения полного комплекса исследований физических и фильтрационно-емкостных свойств пород.

Во ВНИИГИС активно развиваются электромагнитные и акустические методы контроля технического состояния скважин.. Широко известны в России и за рубежом дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 а также электромагнитные дефектоскопы МИД-К (МИД-Газпром), разработанные ЗАО НПФ "ГИТАС" с участием специалистов ВНИИГИС. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвертой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473 - 508 - 610 мм. В ОАО НПП «ВНИИГИС» проводятся работы по решению этой задачи. Разрабатывается новое поколение приборов с повышенной глубиной исследований и разрешающей способностью.

Для обследования скважин на стадии капитального ремонта (КРС) после извлечения насосно-компрессорных труб и скважин с НКТ большого диаметра разработаны приборы ЭМДС увеличенного диаметра до 48 м и 58 мм.

Постоянно совершенствуется аппаратура магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии МИД-К (МИД-К-ГК, МИД-К-ГК-С, МИД-З, МЕД-4Г, МИДС-К-100).

Зонды аппаратуры МИД-К-ГК-С и МИД-СК-100 создают сильное магнитное поле коаксиальными катушками разной длины. Приемные катушки расположены таким образом, чтобы обеспечить регистрацию H_{zz} и H_{zr} компонент электромагнитного поля. В МИД-З и МЕД-4Г коаксиальными катушками различной длины создаются сильные магнитные поля, которые обеспечивающие раздельное исследование двух и четырех колонн [1-3].

АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Зверев В. И. ФГУП «ВНИИА» (Москва)

События последних лет, связанные, в первую очередь, с санкциями Запада в отношении России, а также ухудшение структуры запасов углеводородов в мире и нашей стране создали уникальные предпосылки для развития рынка сервисных услуг в нефтегазовой отрасли. Падение дебитов старого фонда скважин, необходимость интенсификации добычи нефти и газа из месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, требуют новых технологий добычи и соответствующего им современного оборудования для оказания сервисных услуг при разведке и разработке месторождений.

Проблема создания такого оборудования в российских условиях состоит в том, что состоявшийся в перестроечный период вывод сервисных компаний из состава нефтяных компаний (за исключением «Сургутнефтегаза») привёл к тяжёлым последствиям в нефтегазовом сервисе. Они выразились в том, что часть сервисных компаний прекратила свою деятельность, а другая часть была вынуждена прекратить разработки новых видов оборудования и выживать за счёт выпуска всё более устаревающей продукции.

Выходом из ситуации является использование огромного потенциала оборонной отрасли или, другими словами, повторение опыта конверсии 1990-х годов в условиях санкций. Речь идёт о геофизическом исследовании (ГИС) разведочных и добывающих скважин с использованием для этого облучения скважины нейтронами от генератора нейтронов и регистрации детекторами спектров обратного излучения (тепловых нейтронов либо гамма-излучения). Этот метод ГИС получил название импульсного нейтронного каротажа (ИНК).

25 лет работы ФГУП «ВНИИА» в этой области увенчались успехами в разработке новых образцов каротажных нейтронных трубок, серии импульсных нейтронных генераторов типа ИНГ-10 на вакуумных трубках и генераторов типа ИНГ-06 на газонаполненных трубках. Более 3 тысяч генераторов этих типов были поставлены геофизическим организациям России и других стран, включая США, Германию, Австрию и страны ближнего зарубежья. С их помощью ведётся контроль разработки

нефтегазовых и урановых месторождений в Европе, Азии, Африке и на американских континентах.

Не ограничиваясь производством нейтронных трубок и генераторов на их основе, ВНИИА практически с начала своей деятельности взял курс на производство комплексной аппаратуры каротажа. Институт разработал несколько модификаций каротажной аппаратуры типа АИНК-43 для решения задач контроля разработки нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ). Созданная в институте научно-исследовательская и производственная база позволили обеспечить в полном объёме потребности внутреннего рынка и ряда зарубежных стран в этой аппаратуре.

В рамках государственной программы по импортозамещению в ТЭК между ГК «Росатом» и крупнейшими недропользователями России: АО НК «Роснефть» и АО «Росгеология» подписаны соглашения о научно-техническом сотрудничестве, согласно которым ФГУП «ВНИИА» поручена разработка некоторых видов аппаратуры, используемой в технологических процессах нефтегазосервисных компаний:

ФГУП «ВНИИА» – единственная в России организация, владеющая в полном объеме отечественной элементной базой, технологией разработки и серийного производства портативных нейтронных генераторов для скважинных геофизических исследований. В настоящее время рынок нефтегазосервисных услуг России составляет около 4 млрд. долларов США.

Учитывая огромный опыт института в области ядерно-геофизического приборостроения, а также постоянное обновление за счет собственной прибыли производственной базы, есть все основания полагать, что в самое ближайшее время нефтегазовая отрасль России будет обеспечена полностью отечественным и не уступающим западным аналогам оборудованием производства ФГУП "ВНИИА им. Н.Л. Духова".

**НОВЫЕ АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРОВЕДЕНИЯ
ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ**

*Лугуманов М.Г., Махмутов Ш.Я., Сидорович С.Н., ООО «Геотехсервис»,
(г.Уфа)*

Повышение эффективности геологоразведочных работ в значительной степени обеспечивается развитием комплексов геофизических исследований скважин, в число которых входит газовый каротаж (ГазК). ГазК основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор, проводится непосредственно в процессе бурения скважины и позволяет выделять продуктивные горизонты прямыми методами – по газо- и нефтепроявлениям. Промывочная жидкость является источником прямой информации о нефтегазонасыщенности разбуриваемых горных пород. Важно отметить, что информация по ГазК регистрируется при неустановившихся процессах скважина – пласт (до формирования глубоких зон проникновения фильтрата бурового раствора в пласт), что позволяет наблюдать при исследованиях более достоверные результаты.

Получаемая непосредственно в процессе бурения оперативная информация позволяет проводить обнаружение нефтегазосодержащих пластов в разрезе скважин; определять характер насыщения пластов, в т.ч. разделение коллекторов как по характеру насыщающего их флюида (нефть, нефть с водой, вода, битумоиды), так и по консистенции насыщающей их нефти (подвижная и окисленная, малоподвижная, близкая к битумоидам); уточнять интервалы перспективных пластов для своевременного проведения детальных промыслово-геофизических исследований; осуществлять безаварийную проводку скважины при минимальных затратах.

Практика показывает, что геологическая эффективность метода газового каротажа существенно возрастает при применении высокочувствительной газоаналитической аппаратуры. Возможности геохимических исследований значительно расширяются, а помимо выше перечисленных, становится возможным реализация более широкого круга задач, таких как:

проведение геохимических исследований при наиболее неблагоприятных геолого-технических условиях (недонасыщенные газом нефти с низким газовым фактором и низкие скорости бурения скважин,

приводящие к незначительному газообогащению бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта);

решение геологических задач, осложненных наличием нескольких маломощных нефтесодержащих пластов и пропластков в створе скважины. При таких условиях снижается контрастность газовых аномалий и затрудняется выделение нижележащих нефтяных пластов вследствие дальнейшего увеличения фоновой газонасыщенности бурового раствора после вскрытия первого и последующих нефтесодержащих пластов;

выделение пластов при добавках нефтепродуктов в промывочную жидкость. Добавки в буровой раствор нефтепродуктов значительно повышают общий газовый фон и часто ведут к полной потере полезной информации;

корректировка траектории при проводке горизонтального ствола. На основании полученной информации принимаются управляющие решения о необходимости корректировки кривизны горизонтального ствола относительно пласта для обеспечения проводки по максимально нефтенасыщенной части коллектора;

прогнозирование нефтеносных пластов до их вскрытия непосредственно в процессе бурения. Решение этой задачи проводится в том числе и с целью изменения при подходе к нефтегазонасыщенному интервалу режима бурения скважины на режим балансных давлений, оптимального для вскрытия и последующего опробования пласта;

определение газонасыщенности горных пород по буровому шламу и керну;

проведение поверхностных газовых съемок (для поиска и оконтуривания углеводородных залежей);

поиск утечек в подземных хранилищах газа и др.

Техническими характеристиками, необходимыми для решения такого уровня задач, обладает полевой хроматограф «Рубин», успешно зарекомендовавший себя на протяжении многих лет эксплуатации на геофизических предприятиях как в России, так и за рубежом. Отличительной особенностью данного прибора является использование пламенно-ионизационного детектора, чем объясняется высокая стабильность проводимых измерений в широком динамическом

диапазоне от $1 \cdot 10^{-5}$ абс. %, до 100 % абс. Хроматограф обеспечивает циклическое измерение предельных углеводородных газов: метана, этана, пропана, бутана, пентана, гексана, изо соединений и др. Длительность цикла хроматографического анализа зависит от количества анализируемых компонентов; например, при C1-C5 он составляет - 50 сек., при C1-C6 – 90 сек.

При сравнительно небольшой стоимости ГазК при соответствующей организации и высоком уровне проведения исследований может существенно повысить эффективность исследований скважин с учетом знания фактических геологических условий. Тот факт, что эффективность ГазК находится ещё не на должном уровне, связано не столько с принципиальными недостатками, свойственными ГазК, сколько с ограниченностью применяемого комплекса исследований и несовершенством методов анализа и методики интерпретации получаемых результатов.

Потенциал газового каротажа далеко не исчерпан.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОВЕДЕНИИ КАРОТАЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Мецлер С. В., ООО «НовТек новые технологии»

Приводится краткий обзор возможностей современных цифровых технологий, уровень развития элементной базы и реализованные на их основе решения в области каротажных подъемников.

Основой современных подъемников, как импортных, так и некоторых образцов отечественных машин, является цифровая система управления приводом лебедки, основанная на параметрах движения кабеля. Такая система управления имеет множество преимуществ перед традиционными аналоговыми («ручными») системами управления, например, множество условий аварийных остановок, автоматические режимы движения кабеля, журнал параметров подъемника, гибкость и простота в настройках и др. Необходимые данные система управления получает от датчиков, установленных на измерительных головках, при этом цифро-аналоговые преобразователи позволяют использовать практически все типы датчиков, которые используются во всем разнообразии эксплуатируемых подъемников. Но, как говорилось выше, современные технологии позволяют упростить конструкцию и улучшить эксплуатационные качества измерительных систем. Одним из примеров такого решения является измерительная головка «Wire Head» компании ООО «НовТек новые технологии». В мире есть аналоги подобных измерительных головок, получившие широкое распространение на месторождениях и в сервисных компаниях, такие как Benchmark, Kerr, NOV Elmar. Отличительной особенностью измерительной головки компании ООО «НовТек новые технологии» является то, что она производится целиком в России. Кроме того, для этой измерительной головки разработана цифровая система управления гидроприводом (пока на основе ПЛК Danfoss, но есть и возможности использования российских плк).

Конструкция измерительной головки.

Измерительная головка «Wire Head» состоит из двух блоков:

- блок измерения глубины
- блок измерения натяжения

Блок измерения глубины состоит из двух мерных колес, установленных в одной плоскости с кабелем и приводящим в действие два датчика шагов квантования. Колеса прижимаются к кабелю под действием стальной пружины. Два колеса позволяют исключить эффект проскальзывания кабеля и считывать сигналы только с того датчика ШК, который в настоящий момент находится в движении. Учет проскальзывания реализован в программном коде панели управления постоянным сравнением скорости вращения двух колес. Помимо прочего в системе обработки информации предусмотрена возможность учета растяжения кабеля (при указании механических свойств кабеля). Такой подход дает возможность работать без учета магнитных меток, что в свою очередь позволяет отказаться от требований немагнитного барабана и удешевить стоимость подъемника в целом. Но возможность использования датчика магнитных меток не исключена, место для установки ДММ на измерительной головке предусмотрено, программное обеспечение так же разработано. Помимо этого, имеется и возможность работы с одним измерительным колесом как программным, так и физическим отключением любого из датчиков ШК. Сами колеса выполнены из нержавеющей стали с твердосплавным покрытием. Средний срок службы такого колеса – 3-5 лет при интенсивной эксплуатации. Измерительная головка может быть укомплектована измерительными колесами в ЗИП на необходимый срок работы, или при выходе из строя в кратчайшие сроки предоставлены запчасти для замены. Датчики ШК выпускаются серийно, используются без доработок по каталогам производителей. Так же предусмотрена возможность выхода сигнала от датчиков ШК напрямую к регистратору через отдельный выход.

Блок измерения натяжения состоит из трех роликовой системы и датчика усилия консольного типа с аналоговым или цифровым выходом, встроенным в ось верхнего колеса. Диапазон измерения натяжения – до 6 тонн. Блок измерения натяжения может снабжаться роликами под различный диаметр кабеля с возможностью быстрой замены.

Измерительная головка «Wire Head» не требует разборки при запасовке кабеля, проста в обслуживании, позволяет разместить дополнительные датчики, устройства обогрева, систему автоукладки, конфигурируется под различные диаметры кабеля (от 6,5 до 13 мм), может быть выполнена с неповоротным блоком измерения натяжения по ТЗ заказчика. Как говорилось выше, это реализованная в металле система, работающая на скважинах в северных условиях.

Система отображения и управления компании ООО «НовТек новые технологии».

Разработанная нашей компанией совместно с ИПЦ «Энергия» система отображения, хранения и обработки информации является частью комплекса управления подъемником, основанном на цифровых технологиях. Индикатором является 15-дюймовый сенсорный монитор, отображающий всю текущую информацию о работе подъемника. Основные функции системы отображения:

- получение сигналов с измерительной головки и визуализация скорости, натяжения и глубины
- расчет и отображение дифференциального натяжения
- отображение параметров систем подъемника - двигатель шасси, гидросистема, данные СПО (оператор, куст и т.д.)
- выбор режима управления гидроприводом
- диагностика гидропривода в режиме реального времени
- настройка аварийных остановок
- настройка автоматических функций работы подъемника
- отображение графиков натяжения и диф. натяжения
- запись всех параметров в энергонезависимую память
- обновление ПО ПЛК
- считывание архива данных

И мн. др.

Панель конфигурируется по ТЗ заказчика. Система может применяться и на существующих подъемниках как с гидравлическим, так и с механическим приводом.

Передача геофизических данных и параметров работы подъемника в режиме реального времени

Все цифровые данные, а также данные, поступающие на регистратор от приборов на кабеле, могут быть переданы на любой удаленный диспетчерский пульт для дальнейшей обработки при помощи современных систем беспроводной связи. Компания «НовТек новые технологии» предлагает решения по оснащению каротажных подъемников системами беспроводной спутниковой связи Российских производителей. Системы просты в обслуживании и эксплуатации, не требуют специальных знаний. Скорости передачи данных – до 3 МБит/сек. Необходимо иметь подписку на спутниковый канал связи. В настоящее время стоимость подписки относительно невелика и зависит только от потребностей заказчика.

Системы передачи данных каротажных в он-лайн режиме предоставляют следующие возможности:

- полный контроль над системами подъемника в режиме реального времени с ведением журнала операций с отслеживанием всех перемещений машины и отображения на карте

- ведение каротажа в режиме он-лайн с прямой передачей каротажных данных в диспетчерский центр, сокращение времени на интерпретацию и обработку

- возможность задействования высококвалифицированного персонала без выезда из офиса

- на морских платформах – сокращение задействованного персонала

- оперативный заказ запчастей в случае поломки подъемника, своевременной диагностики и предоставления диагностической информации производителю подъемника

- возможности удаленного управления, прямой видео-аудио связи вне зависимости от зоны покрытия сетями мобильной связи и географии работ

- масштабируемость системы для любого количества подъемников

Подобными системами может быть оборудован любой подъемник при условии перевода сигналов его систем в цифровой вид.

Проблемы внедрения современных технологий и методы их решения

Основными проблемами при внедрении новых технологий являются:

- 1) Неосведомленность пользователей о возможностях современных цифровых технологий
- 2) Распространённое мнение о низкой надежности цифровых систем по сравнению с аналоговыми
- 3) Отсутствие у персонала необходимой квалификации для работы с цифровыми системами
- 4) Заблуждение о дороговизне таких систем и исключительно импортном происхождении надежных компонентов и разработок
- 5) Большое количество запчастей для подъемников предыдущих конструкций на ремонтных участках предприятий эксплуатантов.

Компания «НовТек новые технологии» предлагает следующие варианты решения этих проблем:

- предоставление услуг по обучению персонала заказчика в своем учебном центре или с выездом к заказчику
- оперативную поставку запчастей
- использование комплектующих российских производителей высокой надежности
- предоставление отзывов от организаций, эксплуатирующих подъемники с современными системами управления.

ГИС залежей с трудно извлекаемыми запасами (ТРИЗ)

ПОПЛАСТОВАЯ ОЦЕНКА СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ МНОГОЭЛЕКТРОДНОГО БОКОВОГО КАРОТАЖА

Салахов Т. Р., Клименко В. А. Юлмухаметов К.Р.

(ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа)

В настоящее время для обеспечения детальной оценки тонкослойных пластов приборы электрического каротажа должны выполнять не менее четырех разноглубинных исследований [1]. Эту задачу способны выполнять такие приборы как: прибор HRLA, производства компании Шлюмберже, прибор многозондового бокового каротажа фирмы CNPC LOGGING (Китай), МАГИС 5БК -73, производства фирмы ОАО НПФ «Геофизика». Преимущества данного класса приборов обусловлены сравнительно малой длиной, порядка восьми метров и наличием пяти разноглубинных зондов бокового каротажа. Ранее для решения аналогичной задачи использовалось одновременно несколько приборов при этом решение обратной задачи электрического каротажа зачастую имело плохую сходимость, так как для математического решения системы нелинейных уравнений с тремя неизвестными наличие трех зависимостей недостаточно [2]. Реализация всех преимуществ многоэлектродного прибора возможны только при наличии современного высокопроизводительного программного обеспечения, которое позволит находить решение обратной задачи электрического каротажа с учетом влияния на показания прибора, как самой скважины, так и вмещающих пород для каждого из оцениваемых пластов.

В настоящее время разработка программно-методического обеспечения для прибора МАГИС 5БК-73 завершена и в качестве примера преимуществ можно рассмотреть результаты поэтапной обработки материала, полученного с одной из скважин.

Опытно-производственные работы (ОПР) на данной скважине проводились в ноябре 2015 года прибором МАГИС -5БК-73 в Пермском крае. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора (R_c) составляло порядка 0,1 Ом·м, номинальный диаметр скважины - 219 мм (D_c), соответствующие кривые показаны на первой дорожке рисунка 1. На второй дорожке представлены первичные показания зондов бокового каротажа. Кривые 5БК_Rx были увязаны с остальными кривыми скважины по глубине.

Первый этап обработки результатов заключается в автоматическом введении поправок за влияние скважины на показания зондов БК посредством интерполяции данных, по базе двухслойных палеток. На этом этапе выполняется поправка за влияние удельного электрического сопротивления бурового раствора, диаметра скважины и положения прибора в скважине в случае выполнения каротажа на отклонителях. Кажущиеся сопротивления пяти зондов БК приведены на 1-й дорожке рисунка 1.

На втором этапе обработки по кривым кажущихся сопротивлений выполняется автоматическое выделение границ пластов интерполяцией данных по трехслойным палеткам. Результат интерполяции в виде кривых оперативной попластовой оценки удельного электрического сопротивления пласта (УЭСК_П_IN) и зоны проникновения (УЭСК_ЗП_IN), а также радиуса зоны проникновения (RK_ЗП) представлен на второй дорожке рисунка 1. По умолчанию программа оценивает все пласты, как пласты с зоной проникновения, но оператор может указать непроницаемые пласты, что будет учтено программой при расчете.

Третий этап - решение обратной задачи путем выполнения необходимого числа итераций моделирования прямых задач с подбором моделируемых параметров скважины (УЭС пласта и зоны проникновения, радиуса зоны проникновения). Решение выполняется автоматически, оператор при этом может ограничить число итераций, либо программа сама остановит расчет после того как достигнет допустимых значений невязки. Ключевой функцией программы является алгоритм, позволяющий выполнять оценку получаемых на каждом итерационном этапе невязок, и с помощью этих оценок выполнять приближение к решению обратной задачи за минимальное количество шагов.

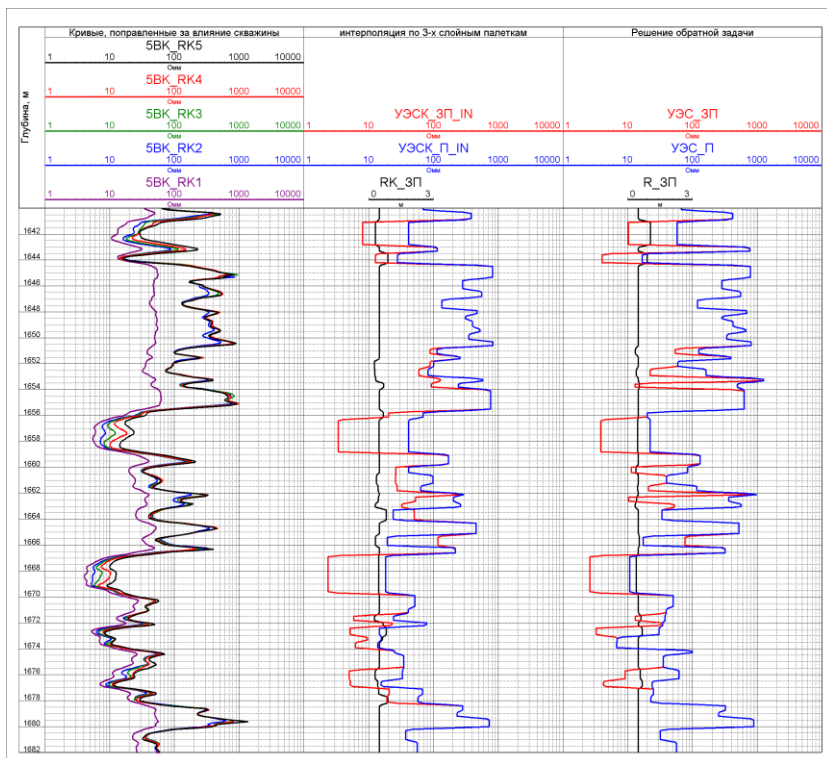


Рисунок - Попластовая оценка скважины на выбранном интервале исследования с учетом влияния вмещающих пород

Заключительный этап вычислений является достаточно длительным по времени, так на современном четырех ядерном компьютере обработка 200 метров записи занимает от получаса до нескольких часов в зависимости от количества оцениваемых пластов, и того, сколько пластов было задано проницаемыми. Такая длительность вычислительного процесса обусловлена тем, что фактически через прямые моделирования выполняется подбор решений, а это всегда является длительным процессом.

Если сравнивать вычисленные параметры скважины при оперативном решении по трехслойным палеткам (дорожка 2, рисунок 1) и параметры, вычисленные при полноценном решении обратной задачи (дорожка 3, рисунок 1), можно отметить, что оба подхода дают близкую конфигурацию кривых параметров скважины. Однако пренебрежение влиянием вмещающих пород особенно заметно при оценке проницаемых пластов, причем, большей мощности. Так интервалы

1673...1674 м и 1677...1678 м первоначально отмеченные с помощью трехслойных палеток, как проницаемые пласты, впоследствии были определены как не проницаемые, что косвенно подтвердили другие методы ГИС.

Для наглядной демонстрации качества проводимых вычислений при решении обратной задачи было проведено прямое моделирование показаний прибора в модели скважины с параметрами, заданными по найденному решению. Результат моделирования представлен на рисунке 4. Для большей наглядности со второй по шестую дорожку представлено сопоставление кривых показаний зондов БК, полученных при каротаже и по результату моделирования.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ. ПРИБОРЫ РАЗРАБОТАННЫЕ В ООО НПО «ГЕОПРОМ».

Киселев А.В. , ООО НПО «Геопром», г.Уфа

Наше предприятие было зарегистрировано в 1992-м году. Первая разработка, за которую мы взялись, это серьезная переработка прибора К1А-723, который был разработан ранее нами же во ВНИИнефтепромгеофизике и был совершенно не пригоден для серийного производства ввиду чрезмерной сложности конструкции и низкой надежности. К концу 1998-го года был создан и прошел промышленное опробование в тресте «Сургутнефтегеофизика» прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. Мы получили крупный заказ на поставку этого прибора от ОАО «Сургутнефтегаз» и с 1999 года начали производство этого прибора. До настоящего времени прибор пользуется спросом, и мы продолжаем его изготавливать. Прибор К1А-723-М в настоящее время эксплуатируется почти во всех геофизических предприятиях России, Казахстана и Белоруссии.

Отличительными особенностями прибора от его прототипов, на момент его создания, были следующие конструкторские решения:

- применение для передачи информации по каротажному кабелю телеизмерительной системы с временным разделением каналов;
- временное разделение электрических полей зондов электрического каротажа, что позволило обеспечить одновременную запись кривых БКЗ и БК;
- изготовление радиопрозрачного корпуса для зонда ИК из керамики;
- изготовление изоляторов центрального электрода зонда БК в виде колец из фторопласта на резиновых уплотнениях.

Следующим прибором, который мы стали разрабатывать, стал каверномер-профилимер скважинный ПФ-73-М.

Отличительными особенностями прибора от его прототипов, на момент его создания, были следующие конструкторские решения:

- применение электродвигатели и планетарного редуктора для управления устройством выдвигания измерительных рычагов;
- измерение четырех радиусов с последующим расчетом среднего диаметра и двух профилей на поверхности.

При этом была предложена формула расчета ДС как диаметр описывающей радиусы окружности, что устранило влияние на измерение ДС смещение центра прибора относительно центра скважины.

Этот прибор мы также изготавливаем в настоящее время.

Третье изделие, которое мы разработали, это прибор комплексный микрокаротажа КЗА-723.

Отличительными особенностями прибора от его прототипов, на момент его создания, были следующие конструкторские решения:

- прижим башмаков БМК и 2МЗ к стенкам скважины отдельными пружинами;
- соединение башмаков с рычагами через карданы.

Эти решения обеспечили более плотное прилегание башмаков к стенкам при смещении центра прибора относительно центра скважины и соответственно повысили качество получаемого с помощью этих приборов геофизического материала.

Прибор пользуется спросом и сегодня.

Четвёртый прибор, разработанный нами, это прибор комплексный электрического каротажа и инклинометрии К1А-723-МИН или К1А-723-МИН+ГК.

И пятый прибор, который мы разработали и предлагаем его как каверномер-профилемер для измерений в открытом стволе это прибор ПФ-80-8.

По два прибора К1А-723-МИН+ГК и ПФ-80-8Т в баропрочном варианте исполнения (120 мПа) мы поставили в этом году в Баку.

Итак, на сегодняшний день, основной продукцией нашего предприятия являются пять изделий, фотографии которых здесь показаны.

Приборов К1А-723-М в разных модификациях поставлено геофизикам на сегодня 812 штук, приборов ПФ-73-М – 492 шт., приборов КЗА-723 – 471 шт., приборов К1А-723-МИН – 162 шт. и приборов ПФ-80-8 пока 37 шт.

Наши изделия представляют собой отдельные скважинные приборы, для выполнения измерений каждым из них необходимо выполнить отдельную спускоподъемную операцию.

В тоже время, наши коллеги из других предприятий, которые занимаются изготовлением скважинных геофизических приборов, уже разработали комплексы, которые позволяют собирать на скважине комплексные скважинные приборы позволяющие выполнять за одну спускоподъемную операцию полный комплекс измерений, включающий методы:

БКЗ+ БК(2БК)+КС+ПС+РЕЗ+ИК(4ИК)+БМК+2МЗ+ДС+

4R(ДС)+ИНКЛ+ ВИКИЗ+ ГК+2НКТ (НГК)+ГГК-П+АК.

Раньше всех в этом направлении стали работать в организации, которая ныне называется ООО «Нефтегазгеофизика». Там создана система скважинных приборов «КАСКАД». В Краснодаре разработана система под названием «ЛОГИС». В «Тюменьпромгеофизике» есть аппаратура «МЕГА». Аналогичную систему под названием «МАГИС-2» создали в ОАО НПФ «Геофизика». В этом мы также принимали участие. Последними к этой дружной компании присоединились разработчики регистратора «КЕДР», они создали Прибор скважинный модульный «Кедр-М-76».

Эти комплексы, представляют собой комплекты скважинных приборов, у которых имеются унифицированные стыковочные узлы, позволяющие соединять эти приборы вертикально на устье скважины в связки. Электроника приборов обеспечивает одновременное измерение всеми приборами, соединенными в связку. Комплекты дополняются устройствами для сборки приборов на устье скважины, а также дополнительными скважинными развязывающими, центрирующими и раздвигающими вставками. Как правило, эти комплекты содержат следующий набор приборов (модулей) – это [БКЗ+БК+РЕЗ+ПС], [ИК(4ИК)], [ПФ], [ММ], [ИНКЛ], [2ННКТ (НГК)], [АК], [ГГК-П], [ВИКИЗ], а также прибор (модуль) технологический.

У этих систем много достоинств, о которых вам расскажут их разработчики. К недостаткам следует отнести большие габариты и, следовательно, большие неисследованные интервалы от забоя скважины.

Мы также, решили присоединиться к дружной компании разработчиков и изготовителей высокопроизводительных скважинных приборов. При этом поставили перед собой задачу разработать скважинный прибор, который имел бы габариты, не требующие вертикальной сборки на устье скважины. Прибор должен собираться на мостках и в собранном виде подниматься над устьем и спускаться в скважину. Так, как все красивые названия комплексов уже заняты, мы назвали свой комплекс К8. И соответственно в шифрах приборов добавлять индекс (к8).

В качестве основы комплекса мы взяли хорошо отработанный прибор К1А-723-Мк8, пометив его индексом (к8). Была переработана компоновка прибора, а также электронная схема прибора. При этом габариты прибора остались прежними. Изменения в компоновку прибора и схему были внесены с целью обеспечения возможности расширения комплекса. Появилась возможность подключения к прибору новых зондов как ниже зонда ИК, так и выше зонда БКЗ (косы). Правда, при этом, зонды могут подключаться только в определенном порядке. Возможность изменения расположения зондов в составе комплекса не предусмотрена. Учитывая, что выше косы планируется подключение зонда инклинометра, верхний подвес зонда БКЗ выполнен из не магнитных материалов.

Первые два комплексных прибора в этой системы были изготовлены и в настоящее время работают в г.Урай. По желанию заказчика прибор должен был выполнять комплекс измерений, включающий методы - БКЗ+КС+РЕЗ+БК+ПС+4ИК+ПФ+ ИНКЛ+ГК.

Для этого прибора была разработана зондовая установка 4ИК, которая установлена вместо зонда ИК прибора К1А-723-М. Выше косы установлен зонд ИНКЛ+ГК. Для подключения зонда к телеметрии был разработан специальный блок «адаптер». Блок «адаптер» предназначен для обеспечения питания напряжениями постоянного тока зондовых установок, которые мы запланировали размещать выше косы, а также для встраивания сигналов от этих зондов в поток данных, передаваемых блоком телесистемы, размещенной в нижнем экранном электроде зонда БК. Выше косы по проекту планируется кроме инклинометра иметь

возможность установить зонд РК (который также должен быть изготовлен из не магнитных материалов) и датчик натяжения кабеля.

Следующий прибор комплекса К8, который имеет шифр К7А-723-МНк8, и был опробован в производственных условиях в г. Ноябрьск, имеет компоновку, показанную ниже. Для этого прибора мы разработали специальный стыковочный узел для подключения прибора ВИКИЗ. Узел содержит двухзвенный карданный подвес, позволяющий поворачивать соединенные блоки на угол до 45°. Это в свою очередь позволяет собрать прибор на мостках и поднимать над устьем скважины уже в собранном виде.

Следующий прибор комплекса К8, под шифром К7А-723-Мк8, показан ниже. Прибор позволяет за один проход по интервалу исследований одновременно выполнять измерения зондами БКЗ+КС+РЕЗ+2БК+ПС+ИК+ПФ+ИНКЛ+ГК. Для организации дополнительного зонда БКс (зонд БК средней глубинности) ниже нижнего экранного электрода основного зонда БК установлена система электродов, состоящая из дополнительного, близко расположенного к экранному электроду зонда БК, электрода Нбкс, а также корпусного электрода, который соединяется с ОК в период выполнения измерения зондом БКс. Измерение тока центрального электрода при этом выполняется по той же схеме, что и при измерении зондом БК. Соединение с зондами ИК и ПФ осуществляется через соединительный узел с карданом, в котором установлен электронный блок, обеспечивающий работу этих зондов в составе прибора. В нижний электрод зонда БК установлен электронный блок подключающий сигнал Uэ зонда БКс. Габариты прибора К7А-723-Мк8 диаметр – 73 мм, длина – 24,9 м.

Приборов К7А-723-Мк8 на сегодняшний день было изготовлено всего четыре. Три из них были поставлены в г. Нефтеюганск и один работает в г. Новый Уренгой.

Для того чтобы включить в состав прибора зонды микрометодов, мы выполнили реконструкцию нашего прибора КЗА-723. Прибор КЗА-723к8 отличается тем, что до электронного блока, сразу выше рычажной системы установлен центральный электрод зонда БК, а функции электронного блока расширены. Электроника прибора КЗА-723к8, кроме зондов микрометодов, обеспечивает возможность измерения зондами БКЗ+КС+РЕЗ+2БК.

Приборов КЗА-723к8 изготовлено три образца, они работают в г. Нефтеюганск.

Прибор К7А-723к8, показан на рисунке ниже, получается путем замены зонда БК в приборе К7А-723-М к8 на зонд микрометодов прибора КЗА-723к8.

В таком исполнении, пока, прибор не эксплуатировался. Хотя, до этого нами был спроектирован и изготовлен в двух экземплярах прибор К7А-823. Этот прибор имел жесткий зонд БКЗ, немного другую компоновку и собирался на скважине методом вертикальной сборки. Оба прибора поступили в ОАО «Башнефтегеофизика», эксплуатировались там и иногда поступали к нам на ремонт. Основной диаметр прибор К7А-823 – 80 мм.

Габариты прибора К7А-723 – диаметр -73 мм, (за исключением зонда микрометодов, который по желанию заказчика, может быть изготовлен из ряда 80 мм, 90 мм и 110 мм), длина прибора 26 м.

Прибор позволяет за один проход по интервалу исследований выполнять измерение методами - БКЗ+КС+РЕЗ+ПС+2БК+БМК+2МЗ+ДС+ИК+ПФ+ИНКЛ+ГК.

Ниже показан комплексный прибор, который в принципе мы можем реализовать из элементов комплекса К8.

Этот прибор может выполнять за один проход по интервалу исследований измерение методами - БКЗ+КС+РЕЗ+ПС+2БК+БМК+2МЗ+ДС+4ИК+ПФ+ИНКЛ+ГК+2ННКт(НГК). При этом прибор собирается на мостках скважины и поднимается над устьем скважины в собранном виде. Прибор имеет габариты – диаметр 73 мм (кроме ММ), длина -28,5 м.

Работа над комплексом К8 не закончена, нам нужны партнёры, с которыми мы могли бы дополнить комплекс зондами ГГП и АК. Здесь есть ряд соображений, как это сделать, не увеличивая длину комплекса за 30 м.

На следующей картинке показаны элементы комплекса К8, из которых, путем их механического соединения можно собирать скважинные приборы с различным набором методов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе на кабеле.

Кроме приборов для открытого ствола, в силу большого практического опыта конструирования каверномеров и профиломеров, у нас разработаны и выпускают трубные профиломеры.

Это 8-ми рычажный профиломер ПФТ-80-8 с диапазоном измерения до диаметра 300 мм. В планах уменьшить диаметр этого прибора до 73 мм.

Также прошел серьёзное промышленное опробование и, подготовлен к серийному производству, профиломер-каверномер трубный ПФТ-90-60. Если раньше, когда интересовались этим прибором, я всем объяснял, что прибор требует тщательного обслуживания и хранения в керосине, то после последних его усовершенствований, могу сказать, что прибор ПФТ-90-60 стал нормальным скважинным прибором, не нуждающимся в хранении в керосине. Содержать его в чистоте, тем не менее, надо. Кроме того, Последние усовершенствования улучшили метрологические характеристики прибора.

У нас также есть вариант исполнения этого прибора в диаметре 80 мм (ПФТ-80-48). В планах вариант прибора в диаметре 60 мм.

В последнее время мы провели работы по усовершенствованию вращающегося переходника ПВС-1А-60. Надеемся, что удалось существенно повысить его надежность.

Принимаем эти переходники на ремонт за счет фирмы, при условии, если они в сборе и не разломаны.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН АКУСТИЧЕСКИМ СКАНЕРОМ САС-90
СОВМЕСТНО С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ИМИДЖЕРОМ STAR НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РБ**

А.С. Щербак, ОАО “Башнефтегеофизика”, В.М. Горохов,
ОАО НПФ “Геофизика”, Уфа,

Матрица карбонатной породы с низкой пористостью может представлять собой хранилище углеводородов, но не обладать достаточной проницаемостью для их извлечения. В роли проводящих каналов для течения флюида, в данном случае, может выступать система разломов и трещин. Выявление и учет основных закономерностей развития трещиноватости, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, необходимы для прогнозирования, подсчета запасов, разработки залежей с максимально возможным коэффициентом извлечения нефти, снижения рисков пропуска перспективных проницаемых интервалов.

В настоящее время ОАО “Башнефтегеофизика” в потенциально продуктивных отложениях разведочных скважин при проведении геофизических исследований успешно применяет комплекс новых технологичных имиджеров – акустический сканер САС-90 и электрический микроимиджер STAR Imager – с целью определения геологических и петрофизических свойств.

Комплекс сканирующих методов каротажа позволяет:

более детально идентифицировать и характеризовать объекты, пересекающие ствол скважины;

определять пространственные характеристики выделенных объектов (угол и азимут падения, направление простирания);

количественно и качественно оценивать вторичную пористость (естественную трещиноватость и кавернозность горных пород);

определять направление максимального горизонтального напряжения;

в карбонатном разрезе повысить информативность стандартного комплекса при выделении коллекторов, обладающих низкими

емкостными, но высокими фильтрационными свойствами, и снизить риски пропуска проницаемых интервалов;

в терригенном разрезе идентифицировать тонкослоистый разрез, что значительно влияет на оценку эффективной мощности и на вертикальную проницаемость;

спрогнозировать направление развития трещин ГРП, определить их высоту и азимут.

Скважинный акустический сканер САС-90 разработан в ОАО НПФ “Геофизика” и является отечественным аналогом зарубежных акустических имиджеров (рис.1). Сканер выполняет измерения амплитудных и временных параметров акустического отраженного сигнала и позволяет получить изображение внутренней стенки скважины высокого разрешения.



Рис.1 Скважинный акустический сканер САС-90

Областью применения САС-90 являются промыслово-геофизические исследования обсаженных и необсаженных скважин диаметром от 110 до 300 мм, заполненных промывочной жидкостью с плотностью не более $1,2 \text{ г/см}^3$.

Для измерения азимута, зенитного угла и угла ориентации корпуса прибора внутри сканера размещен встроенный модуль непрерывного инклинометра. Значения этих углов необходимы для привязки развертки изображения внутренней стенки скважины к северному меридиану. Для точной привязки записываемых разверток изображения к разрезу скважины в приборе используется канал гамма-каротажа (ГК), измеряющий естественное гамма излучение.

Ниже приведены основные технические характеристики САС-90.

| | |
|---|-----------|
| Диаметр исследуемых скважин, мм | 110-300 |
| Точность измерения внутреннего радиуса, мм | $\pm 0,7$ |
| Количество точек измерения за один оборот датчика | 500 |
| Частота излучения датчика, кГц | 500 |
| Объем внутренней памяти | 4Гб |
| Скорость вращения датчика | 8 об/сек |
| Точность измерения азимута, град | ± 3 |
| Максимальная рабочая температура, С° | 120 |
| Максимальное гидростатическое давление, МПа | 60 |
| Диаметр прибора, мм | 90 |
| Длина прибора, мм | 4000 |
| Масса скважинного прибора, кг, не более | 70 |

За два года успешного применения на месторождениях РБ акустическим сканером выполнено более 40 исследований.

Микроимиджер STAR (рис.2) позволяет проводить детальное высокоразрешающее электрическое исследование пластов в проводящих буровых растворах. Независимая шестирычажная конструкция и силовой отклонитель обеспечивают оптимальный контакт 144 сенсоров со стенкой скважины, даже в горизонтальных стволах, и дают керноподобное изображение ствола скважины по данным электрического сопротивления.

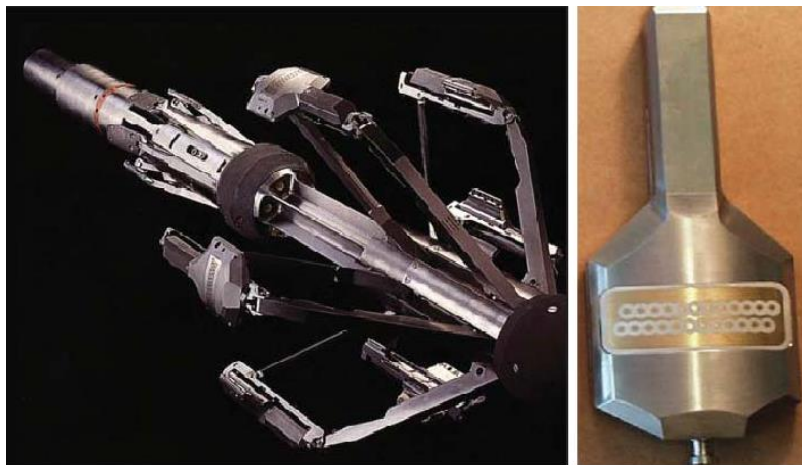


Рис.2 Электрический микроимджер STAR

Ниже приведены основные технические характеристики микроимджера STAR.

| | |
|--------------------------------------|--------------|
| Наружный диаметр | 133 мм |
| Максимальная температура | 177°С |
| Максимальное давление | 138 МПа |
| Минимальный диаметр ствола скважины | 152 мм |
| Максимальный диаметр ствола скважины | 533 мм |
| Угол отклонения ствола скважины | 0 - 90 град. |
| Длина | 9.7 м |
| Вес | 310 кг |

| | |
|--|------------------|
| Количество прижимных башмаков | 6 |
| Сенсоров на башмак | 24 |
| Охват ствола скважины диаметром 203 мм | 59.5% |
| Частота записи | 393 сигнала/м |
| Максимальная скорость записи | 274 м/час |

На рис. 3 приведен фрагмент диаграммы с результатами интерпретации данных акустического сканера САС-90 и электрического микроимджера STAR. На полученных развертках внутренней стенки скважины хорошо визуализируются выделенные структурные элементы, пересекающие ствол скважины: проводящие и частично-проводящие открытые трещины, тонкослоистые пропластки (напластования).

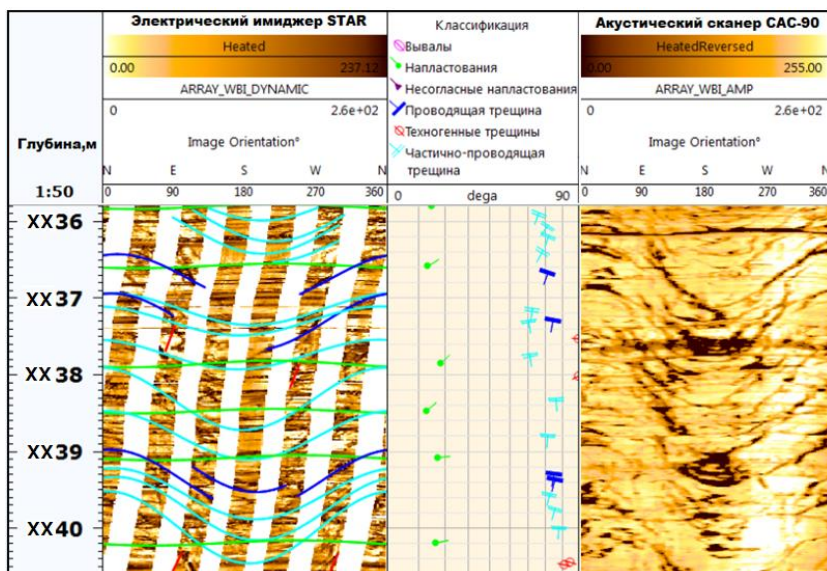


Рис. 3. Пример выделенных проводящих и частично-проводящих трещин, напластований по данным сканирующих методов.

В качестве примера рассмотрим результаты ГИС, выполненные на одной из скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В отложениях среднего карбона (подольский, каширский, верейский горизонты и башкирский ярус) были проведены исследования

стандартным комплексом ГИС и комплексом сканирующих методов. По результатам интерпретации в первую очередь были испытаны выделенные перспективные интервалы башкирского яруса и верейского горизонта. Результаты ИПТ подтвердили РИГИС по наличию коллекторов и насыщению.

Далее, по данным САС-90 и STAR, в подольском горизонте были выделены зоны развития трещиноватости с наличием частично-открытых проводящих трещин. Данный горизонт для недропользователя не являлся перспективным и интереса не представлял, тем более что пластов-коллекторов порово-кавернового типа стандартным комплексом ГИС выявлено не было, пористость пород составляла от 1% до 4% (рис.4). Но все-таки заказчиком было принято решение провести ИПТ в указанных интервалах. По результатам ИПТ в карбонатных отложениях подольского горизонта, с наиболее выраженной трещиноватостью, был получен приток нефти с водой дебитом $\sim 144 \text{ м}^3/\text{сут}$ при средней депрессии $\sim 42 \text{ атм}$.

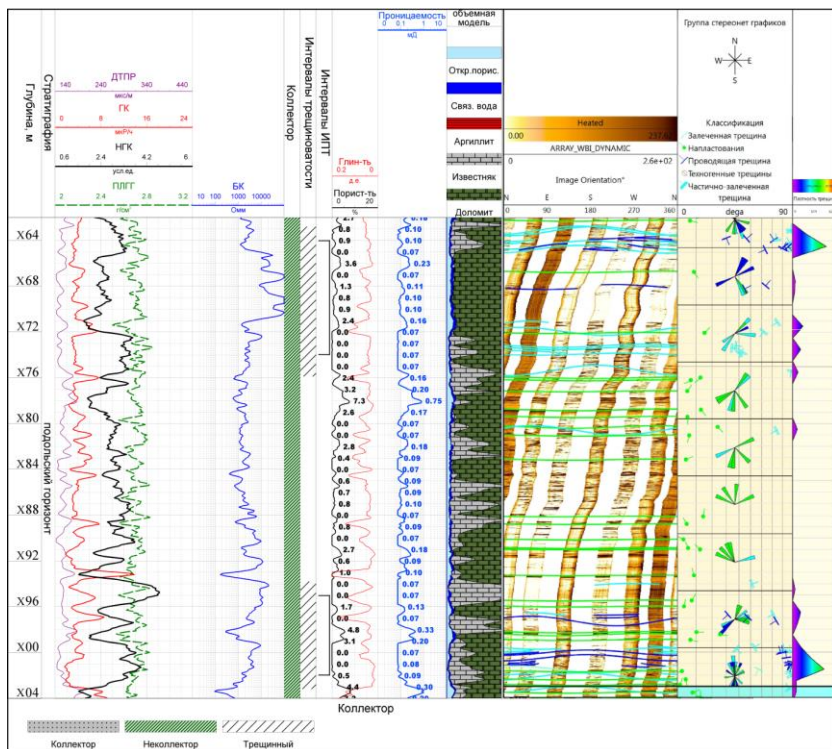


Рис.4. Результаты интерпретации данных ГИС.

Таким образом, применение сканирующих методов, в качестве дополнения к стандартному комплексу ГИС при бурении скважин, позволяет выделять коллектора в карбонатных отложениях, обладающих низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами, уточнять геологическое строение залежей.

Результаты исследования сканирующими методами обеспечивают недропользователя необходимой информацией для подбора наиболее оптимальной схемы разработки залежей, повышения коэффициента извлечения нефти, количественная оценка трещиноватости горных пород в свою очередь может использоваться в создании трехмерных геологических моделей, а также при построении общей гидродинамической модели месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

Антонов А.С. Терехов О.В. Методические рекомендации по проведению исследований аппаратурой метода отраженных волн САТ,САС,САП. г.Уфа, 2011.

Булгаков А.А., Терехов О.В., Мантров А.В. Области применения скважинного акустического телевизора // НТВ «Каротажник», 2002. - №98 С.95-101.

НОВАЯ УЛУЧШЕННАЯ АППАРАТУРА ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

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

В научно-производственной фирме “ГеоКИП” разработан ряд новых приборов индукционного каротажа (ИК) диаметром от 73 до 76 мм, предназначенных для исследования нефтегазовых и рудных скважин. Краткие технические характеристики аппаратуры приведены в таблице. По сравнению с ранее выпускавшейся аппаратурой ИК за счет совершенствования конструкции зондов индукционного каротажа, применения новых схемотехнических решений удалось уменьшить основную погрешность измерений до 3%, увеличить 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.

Для исследования рудных скважин предназначена однозондовая аппаратура ИК-42НВ. Выпускается в двух модификациях: зондом длиной 0,5 м обычно исследуются гидрологические скважины и скважины пробуренные на месторождениях алмазов; зондом 1,0 м осуществляется контроль за разработкой урановых месторождений методом закисления.

Для исследования сильно наклонных и горизонтальных скважин используется двух, четырех и пятизондовая 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, резистивиметр оригинальной конструкции и канал измерения ПС.

| | | | | | |
|---------------------------------------|-------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Наименование | ИК-42НВ | 2ИК-45 | 4ИК-45 | 5ИК-45 | 4/5ИК-76 |
| | кабельный | кабельный/ автономный | кабельный/ автономный | кабельный/ автономный | кабельный |
| Зонды | f= 50 кГц | 2 зонда f= 50 кГц, ПС, ИР | 4 зонда f= 50 кГц, ПС, ИР | 5 зондов f= 50 кГц, ПС, ИР | 4 или 5 зондов f=50 кГц, ПС, ИР |
| Диапазон измерений зондов ИК, Ом*м | 0.4÷300 актив. | 0.4÷300 актив. | 0.4÷300 актив. | 0.4÷300 актив. | 0.4÷300 актив. |
| Основная погрешность зондов ИК, мСм/м | 0,03·σ _к ± 1 | | | | |
| Диапазон измерений ИР, Ом*м | - | 0,02-10 | 0,02-10 | 0,02-10 | 0,02-10 |
| Диаметр прибора, мм | 43 | 46 | 46 | 46 | 76 |
| Общая длина прибора, не более, мм | 1540/1950 | 1750 | 3800/2250 | 3800/2250 | 3100 |
| Комбинируемость | концевой | концевой | концевой | концевой | транзитный |
| Максимальная температура, °С | 120 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| Максимальное давление, МПа | 60 | 100 | 100 | 100 | 100 |

ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТЕКУЩЕЙ ГАЗО- И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ РАДИАЛЬНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НЕЙТРОННЫМИ МЕТОДАМИ КАРОТАЖА

Судничникова Е.В.

(ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский),

Лысенков А.И. (ООО «ИНГТ», г. Москва)

При разработке газовых, нефтяных скважин и подземных хранилищ газа (ПХГ) возникает необходимость мониторинга скважин геофизическими методами в процессе эксплуатации. Основной объем исследований составляют скважины, оборудованные насосно-компрессорными трубами (НКТ). Таким образом, для массовых исследований скважин необходимо иметь малогабаритную аппаратуру, обеспечивающую изучение скважин без ее глушения, через НКТ. В настоящее время в ОАО НПП «ВНИИГИС» совместно с ЗАО НПФ «ГИТАС» и ООО «ИНГТ» разработана комплексная аппаратура оценки состояния обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и заколонного пространства типа «ОТСК-ОСЗП» диаметром 48 (рис.1). Комплексная аппаратура прошла опробование в России и за рубежом. Полученные данные служат основой планирования геолого-технических мероприятий по оптимизации режимов отбора продукта и оценки технического состояния скважины.



Рис. 1. Схема и общий вид комплексной аппаратуры ОТСК-ОСЗП диаметром 48мм.

Наиболее информативными для мониторинга газо- и нефтенасыщенности продуктивных отложений является технология зондирования прискважинной зоны разноглубинными модификациями нейтронных методов в радиальном направлении на основе многозондовых установок методов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ЗСНГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (ННК).

Радиус исследований радиоактивными методами на базе стационарных нейтронных источников зависит от длины зонда, вида регистрируемого излучения, его энергии и от нейтронных свойств исследуемой среды [1]. В комплексе методов ЗСНГК и 2ННК наименьшую глубину исследований имеет малый зонд ННК, наибольшую – высокоэнергетическая часть по большому зонду ЗСНГК.

Ближняя часть прискважинной зоны подвержена наиболее сильному влиянию техногенных процессов, которые трудно учесть при вычислении геологических параметров. Влияние техногенных факторов уменьшается по мере удаления от стенки скважины вглубь прискважинной зоны. При диагностировании скважины комплексом методов ЗСНГК и 2ННК, используя разноглубинные методы и зондовые установки различных размеров, появляется возможность наблюдения скважины в ближней, средней и дальней зонах, что несет информацию о распределении флюида в радиальном направлении. В основу разделения водонасыщенных и газонасыщенных или нефтенасыщенных коллекторов положено их различие по дефициту плотности и водородосодержания [2] при одинаковой пористости в сходных геолого-технических условиях. Дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенных коллекторов приводит к увеличению интенсивностей показаний нейтронных методов относительно нефтеносных и водоносных коллекторов. Технология особо эффективна при режимных (временных) исследованиях.

На основе радиального зондирования комплексом нейтронных методов ЗСНГК и 2ННК при диагностике продуктивных коллекторов решаются задачи связанные с:

- разделением продуктивных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам;
- оценкой эффективных мощностей продуктивной части пласта;

- оценкой текущей нефте- и газонасыщенности;
- выделением работающих интервалов пласта-коллектора.

Технология радиального зондирования комплексом методов ЗСНГК и 2ННК с целью решения перечисленных задач была опробована на скважинах ПХГ и эксплуатационных нефтегазовых скважинах севера Западной Сибири в условиях пресных и минерализованных пластовых вод. На рисунке 2 приведены результаты исследований газонаполненной эксплуатационной скважины ПХГ. Пластовые воды имеют высокую минерализацию (на уровне 250 г/л). В скважине (рис. 2) однозначно выделяются работающие пропластки в интервале перфорации (1219.5–1221 м, 1227-1230 м, 1233-1236 м) по высоким значениям коэффициента газонасыщенности по всем трем зонам исследования. Выделенные интервалы работающих пропластков хорошо согласуются с результатами термометрии. Работающим пропласткам соответствуют отрицательные аномалии на кривой температуры. В неперфорированном интервале газонасыщенные пласты не имеют аномальных изменений коэффициентов газонасыщенности в радиальном направлении, что можно объяснить выносом остаточной и связанной воды из интервалов активного движения газа.

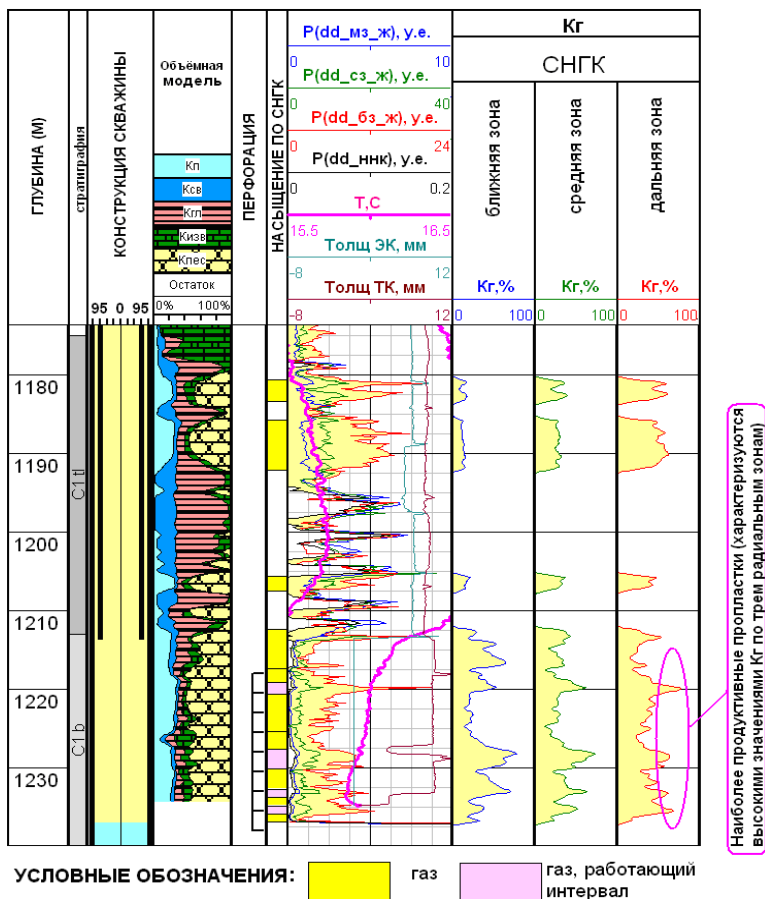


Рис.2. Результаты интерпретации комплекса СНГК и ННК с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале скважины ПХГ при высокой минерализации пластовых вод.

На рисунке 3 приведены результаты исследований сеноманских отложений в интервале перфорации при низкой минерализации пластовых вод. Работы проводились в незаглушенной работающей скважине.

В верхнем интервале перфорации на глубине 1124-1172 м по результатам интерпретации выделяются отдельные выбросы функций характера насыщения мощностью менее 1 м с выдержанными и максимальными значениями коэффициентов газонасыщенности (K_g) по всем трем зонам (ближней, средней и дальней) соответствуют муфтовым соединениям в НКТ или эксплуатационной колонне. Интервалы с

мощностью более 1м соответствуют интервалам выноса остаточной воды из коллектора и характеризуются как работающие с максимальными дебитами. Остальные интервалы низкодебитные и имеют подчиненное значение в общем дебите скважины. Нижний интервал перфорации 1187-1214 м представлен более мощными работающими пропластками толщиной до трех метров, основной приток в скважину идет из этого интервала перфорации.

Высокодебитные пропластки в интервале перфорации хорошо согласуются с отрицательными аномалиями на температурной кривой. Каждый выделенный по максимальным значениям K_g пропласток свидетельствует о выносе остаточной воды из газонасыщенного пласта-коллектора.

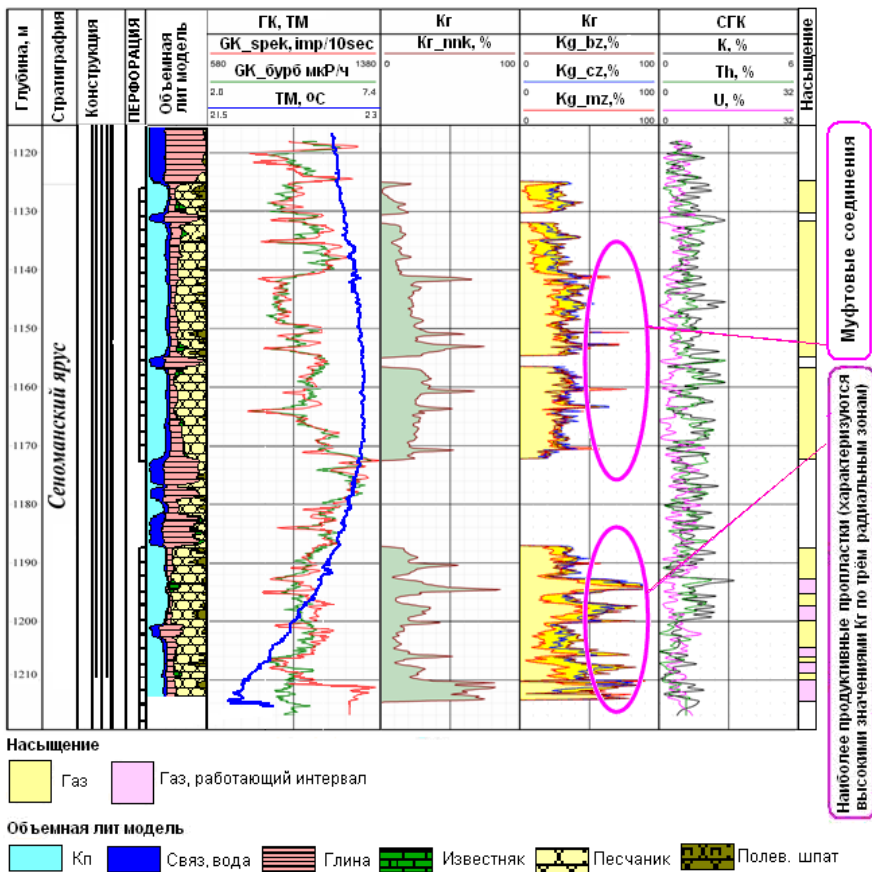
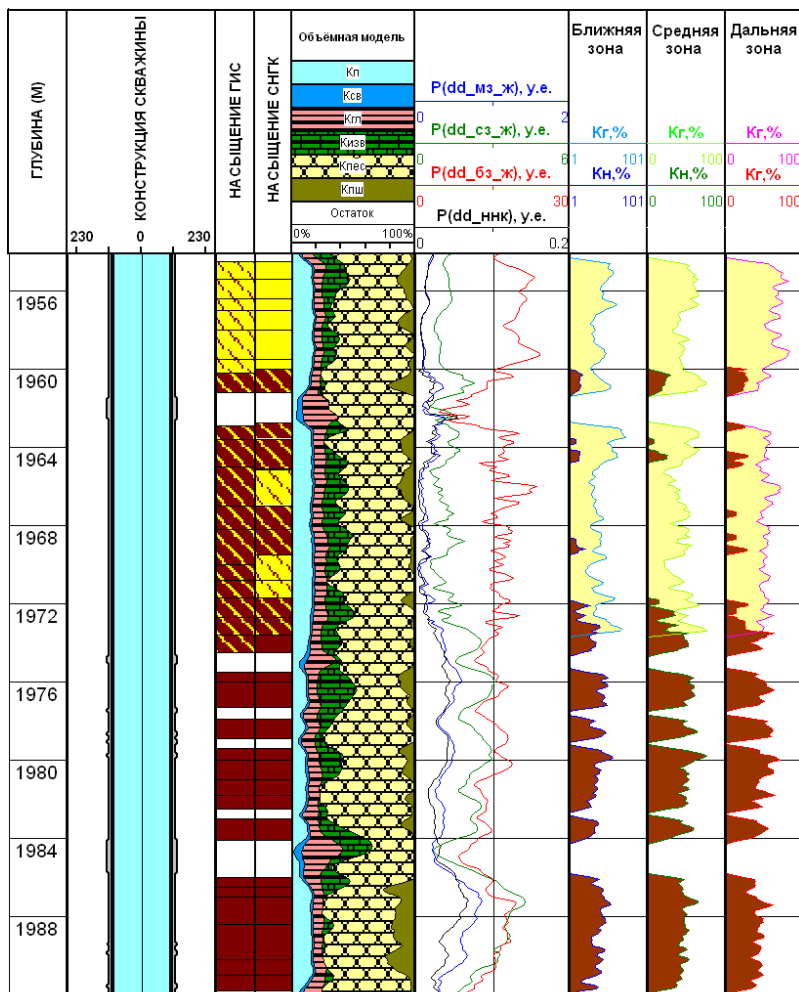


Рис. 3. Результаты интерпретации комплекса СНГК и ННК с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале при низкой минерализации пластовых вод.

На рисунке 4 представлены результаты интерпретации зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов с целью определения линейных размеров переходной зоны между нефтенасыщенным и газонасыщенным коллектором. Переходная зона достоверно выделяется в интервале глубин 1960-1973.5 м. Информация о глубине нахождения переходной зоны необходима для корректного выполнения кумулятивной перфорации с целью вскрытия нефтенасыщенной части пласта. По результатам исследований перфорацию рекомендовано проводить ниже глубины 1973.5 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рис. 4 Результаты интерпретации зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов с целью определения линейных размеров переходной зоны между нефтенасыщенным и газонасыщенным коллектором.

Технология радиального зондирования позволяет выполнять мониторинг продуктивных интервалов на основании диагностики

методами СНГК и ННК газовых и нефтегазовых скважин, и рекомендована к широкому опробованию.

Литература:

1. Кожевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород, и их использование в нефтегазопромысловой геологии. - М.: Недра, 1982.

2. Лысенков А. И., Судничникова Е. В. Диагностика флюидного состава в прискважинной зоне коллектора открытого ствола нефтегазовых скважин нейтронными методами. // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2012. – № 12. – С.50-53.

РАЗВИТИЕ КОМПЛЕКСА ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ КАРОТАЖА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*К.А. Машкин, А.Г.Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М.Романов,
В.Л.Глухов, А.Ф. Камалтдинов, П.А.Сафонов, А.Н.Огнев, И.Х. Шабиев
(ОАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО», г.Октябрьский,
Башкортостан, Россия)*

Комплекс ядерно-физических методов (ЯФМ) каротажа, применяемый в нефтегазовых скважинах, включает спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С или С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный каротаж (2ИНГК/2ИННК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК). Исследования выполняются аппаратурой марки «ЦСП» (ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43М/ЦСП-2ИННК-43, ЦСП-ГК-С-90), разработанной совместно в ОАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО».

Анализ полученных результатов по скважинам показывает, что рассматриваемый комплекс обеспечивает получение информации для построения многомерных моделей горной породы и порового пространства. Информативность комплекса ЯФМ обеспечивается большим набором геофизических параметров:

спектральные отношения С/О и Ca/Si;

элементный состав скелета (O, Ca, Si, S, Mg, Fe, C, H);

элементный состав флюида (O, H, C, Cl);

массовые содержания урана (U), тория (Th) и калия (K);

общее водородосодержание горных пород;

сечение поглощения тепловых нейтронов.

Результатом количественной интерпретации данных ЯФМ совместно с информацией по открытому стволу является:

вещественный состав горных пород;

общая и эффективная пористость пластов-коллекторов;

коэффициент текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов;

минерализация пластового флюида.

По результатам интерпретации составляется заключение о текущей нефте- или газонасыщенности, наличии и характере обводненности коллекторов в разрезах любой сложности литологического состава горных пород и неоднородной минерализации пластовых флюидов. Полученная информация в целом может быть использована как для решения промысловых задач для конкретных объектов исследования, так и для решения геологоразведочных задач по текущему состоянию залежи.

Наибольшей информативностью обладает весь комплекс ядерно-физических методов (С/О-каротаж, 2ИНГК, СГК), однако в зависимости от геолого-технических условий, программы исследований и задания заказчика в отдельных случаях могут выполняться одиночные методы рассматриваемого комплекса. Кроме того, при использовании аппаратуры ЦСП-ЗИНГКС-76 имеется возможность исследования коллекторов с низкой минерализацией пластовых и закачиваемых вод в боковых стволах скважин, обсаженных колонной диаметром 102 мм. Прибор одновременно регистрирует параметры 2ИНГК, спектры гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ), СГК, активационный спектр (НАК), которые позволяют оценивать нейтронные характеристики (τ , σ), содержание основных породообразующих химических элементов, содержание кислорода в горной породе и флюиде для решения задачи определения насыщенности пластов-коллекторов.

Основные ограничения комплекса ЯФМ связаны с глубиной исследования - в среднем 20-30 см, и как следствие, с присутствием кавернзности, глубокой зоны проникновения бурового раствора. Так, комплекс теряет информативность при наличии каверн более 30 см по диаметру скважины, а также зоны проникновения бурового раствора в этих же пределах. Эффективность комплекса значительно снижается и при пористости коллекторов менее 5%. При проведении С/О-каротажа во вновь бурящихся скважинах необходимо время на расформирование зоны проникновения бурового раствора порядка 7-10 суток. В открытом стволе скважин С/О-каротаж рекомендован при условии бурения на полимерных растворах с меньшим проникновением в пласт-коллектор. В эксплуатационных скважинах «старого фонда» требуется предварительная промывка и очистка скважины от парафинов и других отложений, влияющих на показания метода. В интервалах перфорации при интенсивной обработке скважины информативность комплекса также снижается. Кроме того, технологичность работ рассматриваемым

комплексом ограничена и необходимостью выполнения двух спускоподъемных операций: С/О-картаж одновременно с СГК, затем - ИНГК.

Для преодоления указанных ограничений в настоящее время ведется разработка новой, более современной аппаратуры, обеспечивающей регистрацию спектров с лучшим разрешением и большей информативностью. Уже создан новый математический аппарат разделения импульсов, снижающий при регистрации число просчетов, а значит повышающий надежность спектрального разделения. Работоспособность математического аппарата проверена при измерениях на моделях и в скважинах.

Так, на рис. 1 показаны результаты каротажа скважины на одном из месторождений Пермского края двумя приборами с одинаковыми детекторами на основе кристалла ВГО (германат висмута), в одном из которых реализован алгоритм, снижающий число просчетов (на рис. 1 - кривые С/О_аи Ca/Si_a). Из рисунка видно, что при использовании нового алгоритма эффекты, возникающие в газовых интервалах из-за просчетов, значительно снизились.

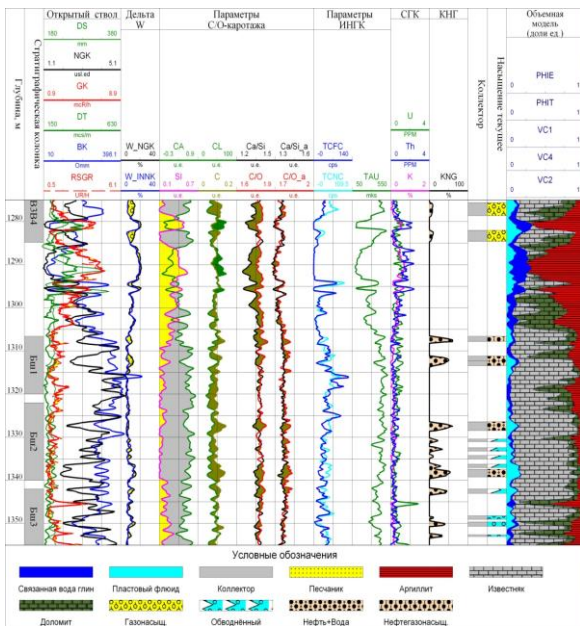


Рис.1. Работа алгоритма уменьшения просчетов импульсов при каротаже

Применение более эффективных по сравнению с BGO детекторов гамма-квантов на основе кристалла LaBr_3 (бромид лантана), обладающих значительно более высоким спектральным разрешением и низким температурным уходом в широком диапазоне изменения температуры, также позволяет получать более контрастные эффекты С/О-каротажа, а следовательно, повышать достоверность количественных определений характера насыщения коллекторов.

В аппаратном плане также планируется использование генераторов нейтронов с перестраиваемой частотой для исключения наложения регистрируемых спектров. В настоящее время из-за высокой частоты генератора нейтронов (10 кГц) спектры гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) накладываются на спектр гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и исключить это наложение достаточно сложно, что в ряде случаев снижает эффективность обработки спектра ГИНР.

В методическом плане при использовании данных по различным зондам планируется расширить информативность комплекса получением дополнительной информации о состоянии ближней зоны. В частности, измерения на моделях показывают возможность получения данных о влиянии металлической обсадки по линиям железа и цементного кольца по линиям кальция. На рис. 2 показаны спектры ГИРЗ, записанные разрабатываемым двухзондовым прибором С/О-каротажа с детекторами на основе бромида лантана в баке с водой и в баке с водой с помещенной в него моделью обсадной колонны с цементным кольцом. На спектрах видны характерные области влияния железа и кальция, которые различны на двух зондах длиной 30 и 50 см, что позволяет идентифицировать обсадную колонну и цементный камень.

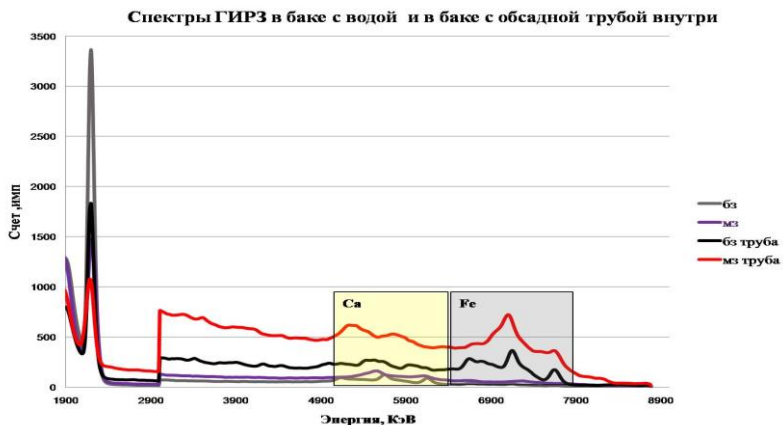


Рис. 2. Спектры ГИРЗ с детекторами на основе бромида лантана в баке с водой и в баке с водой с моделью скважины (труба) на малом (мз) и большом (бз) зондах

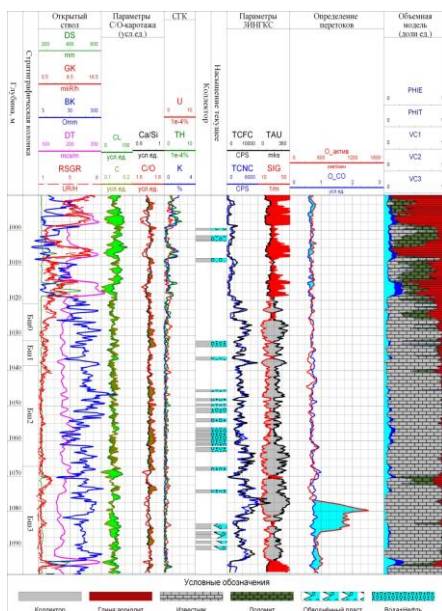


Рис. 3. Определение перетоков по стволу скважины при совмещении кривых кислорода из спектров ГИНР (O_CO) и НАК (O_актив)

Опыт интерпретации спектров нейтронной активации (НАК), при применении многозондовой аппаратуры ЦСП-ЗИНГКС-76 с целью оценки

характера насыщения в боковых стволах, планируется использовать в разрабатываемой аппаратуре с целью определения перетоков по стволу скважины, используя линию кислорода. Известно, что при активации кислорода быстрыми нейтронами, на каротажных кривых при наличии перетоков возникают аномальные зоны, связанные с перемещением воды по стволу скважины и их влиянием на временные характеристики активационных процессов. Однако при этом, во-первых, необходимо идентифицировать линию кислорода в спектре, а, во-вторых, исключить вклад кислорода в скелете породы, который, как показывает опыт, является весьма существенным. Поэтому предполагается совмещение кривой кислорода по спектру ГИНР и активационной кривой кислорода по спектру НАК, как это показано на рис. 3.

Таким образом, уже в текущем году, при финансовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям), планируется завершение модернизации комплекса ЯФМ на основе С/О-каротажа, результатом которой будет двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73, выполненный в диаметре 73 мм. За одну спускоподъемную операцию аппаратура в перспективе будет способна реализовать весь рассматриваемый комплекс методов: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т.ч. углерод-кислородный каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), активационный каротаж (НАК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК,ГК). Расширение аппаратурных возможностей позволит поднять на новый уровень технологический и методический потенциалы комплекса ЯФМ для решения более широкого круга промысловых и геологоразведочных задач на нефтегазовых месторождениях.

Исследования в процессе бурения (MWD, LWD и др.)

ОПЫТ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ОАО «БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА»

А.А. Попов, М.М. Акбашев, И.И. Сарваев

(ОАО «Башнефтегеофизика»

*Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения
Дирекции промысловой геофизики, г. Уфа, Башкортостан, Россия)*

Сегодня одной из приоритетных задач для нефтяных компаний является увеличение дебита скважин с целью повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Решением данной задачи является применение, в процессе бурения оборудования позволяющее осуществлять оперативное управление траектории скважин в продуктивном пласте.

С целью удовлетворения современным тенденциям российского нефтегазового рынка в компании ОАО «Башнефтегеофизика» в составе Дирекции промысловой геофизики создан Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения на основе огромного (более 80 лет) накопленного опыта в области геофизических исследований скважин и изготовления геофизического оборудования и приборов.

В тесном сотрудничестве с мировыми лидерами по производству измерительного оборудования GE Energy и APS Technology наша компания оказывает высококачественный сервис по телеметрическому и технико-технологическому сопровождению бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (в том числе реконструкций скважин методом зарезки боковых стволов), включая каротаж в процессе бурения.

Для оказания интегрированного сервиса по наклонно-направленному и горизонтальному бурению у нас используется современное оборудование и программное обеспечение ведущих мировых производителей.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи «Tensor™» производства компании GE Energy с применением модулей гамма-каротажа Scinturion™ и резистивиметрии Centerfire™, а также SureShot производства компании APS Technology с применением модуля резистивиметрии WPR, используемые специалистами нашей компании

при проводке скважин и геонавигации, отлично зарекомендовали себя как на российском рынке, так и на нефтегазовых месторождениях в разных регионах мира.

Высокие показатели механической скорости проходки, обеспечиваемые нами при проводке скважин, достигаются за счет грамотной работы специалистов нашей технологической службы, которые комплексно осуществляют подборку винтовых забойных двигателей с повышенными энергетическими характеристиками и гаммой буровых долот под конкретный геологический разрез и условия скважины.

Отделом планирования скважин компании используется программное обеспечение COMPASS™ Landmark, которое является ведущим приложением отрасли по проектированию скважин, управлению замерами, построению графиков и анализу антистолкновений. Данное программное обеспечение позволяет нам осуществлять проектирование профилей стволов скважин любой сложности, проводить анализ столкновений стволов скважин, осуществлять расчеты Torque&Drag, анализ проходимости бурильной и обсадной колонны, места установки яса, гидравлические расчеты и многие не менее важные расчеты.

Своевременное периодическое плановое обслуживание и ремонт телесистем производится в двух Сервисных центрах в городах Уфа и Нижневартовск совместно с представителями General Electric и APS Technology. Тщательный входной и выходной контроль оборудования сказывается на нашей положительной статистике по отсутствию непроизводительного времени по отказам телесистем.

Для осуществления сбора и анализа статистических данных по ключевым параметрам эффективности, ежедневного мониторинга качества оказываемых услуг, оказания круглосуточной информационной и технической поддержки полевых инженеров в процессе работ создан круглосуточный Операционный центр, находящийся на одной площадке с крупнейшим в России научно-производственным центром ООО НПЦ «Геостра». Специалисты Операционного центра находятся в постоянном взаимодействии с представителями Заказчика и оперативно реагируют на изменения показателей эффективности бурения, совместно принимают обоснованное решение по изменению траектории скважины в зависимости от меняющихся геологических условий.

Сегодня в России активно развиваются технологии исследований скважин в процессе бурения и нефтегазовые компании России используют технологии каротажа в процессе бурения как для разведки новых, так и для оптимальной разработки уже эксплуатируемых месторождений. Каротаж в процессе бурения позволяет точно оценить параметры пласта, возможности расстановки скважин и геомеханические свойства скважин. Использование технологий ГИС в процессе бурения позволяет на этапе строительства скважин более оперативно принимать обоснованные решения, обеспечивая размещение скважины в наиболее продуктивной части пласта, поскольку передача информации осуществляется в режиме реального времени.

В настоящее время потребность в бурении горизонтальных скважин существенно увеличилась в связи с более высокой эффективностью по сравнению с бурением вертикальных или наклонно-направленных скважин после ввода скважин в эксплуатацию. Поэтому для компаний-операторов одним из приоритетных направлений является бурение более сложных горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали.

На сегодняшний день силами Департамента наклонного-направленного и горизонтального бурения Дирекции промысловой геофизики ОАО «Башнефтегеофизика» пробурено более 300 скважин, 95% из которых с горизонтальным окончанием (в том числе 15%-многоствольные), 5%-наклонно-направленные. Средняя протяженность горизонтального участка составляет 753 метра, максимальная длина горизонтального участка составляет 1010 метров.

Имея опыт бурения скважин с горизонтальным окончанием более 1000 метров, одним из приоритетных направлений для группы компании ОАО «Башнефтегеофизика» является работа по применению роторно-управляемой системы, позволяющей обеспечить возможность бурения более длинных интервалов, сохраняя равномерным диаметр ствола скважины, увеличение скорости проходки, уменьшить скручивающие и осевые нагрузки, а также явления подклинки-проворота.

Основываясь на огромном опыте изготовления геофизического оборудования, а также накопленном опыте эксплуатации оборудования зарубежного производства, в группе компаний ОАО «Башнефтегеофизика» ведётся разработка и опытно-промышленные испытания телеметрической системы с гидравлически каналом связи, что

позволит, наработав научно-техническую базу, запустить в промышленную эксплуатацию универсальную телеметрическую систему, включающую в себя модуля резистивиметрии и нейтронного каротажа

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИННОВАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

*Тихоцкий С. А. Федерального государственного бюджетного
учреждения науки Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН,
Кузнецов И. В. ООО НПО «Союзнефтегазсервис» ,
Пасечник М. П. ООО НПО «Союзнефтегазсервис» (Москва)*

Открытая архитектура информационных систем, построенная на унифицированных международных форматах, позволяет сформировать данные от разных источников (в том числе станций ГТИ и регистраторов ГИС различных производителей) в единый информационный поток, необходимый для эффективного развертывания трехзвенной системы удаленного мониторинга, включающей ситуационный, аналитический модули и модуль геолого-технологического мониторинга и кросс-моделирования.

Ключевым звеном в системе является станция ГТИ, на базе которой группируются помимо данных ГТИ, данные от систем LWD-геонавигация и каротажа в процессе бурения, материалы геофизических исследований скважины (ГИС) не посредственно в процессе выполнения исследования, а так же другие источники данных (результаты геомеханического сопровождения, результаты контроля процесса цементирования (заливки) обсадной колонны, данные контроля качества бурового раствора; и т.д.).

Особенность ГИС (геофизических исследований бурящейся скважины) в данной системе заключаются в передаче данных ГИС на сервер в режиме реального времени непосредственно в процессе выполнения исследования, притом передаются не только данные каротажа, но и технические параметры выполнения каротажа (такие как натяжении кабеля, скорость записи, информация о магнитных метках и т.д.).

В инновационной системе моделирования месторождения в процессе строительства скважины используются открытые международные стандарты передачи данных WITSML, RESQML. Данные передаются в WitsmlServer для дальнейшей интерпретации и анализа в центре удаленного мониторинга (ЦУМ).

Целью центра удаленного мониторинга является повышение эффективности процесса строительства скважин путем обеспечения оперативности, своевременности и оптимальности управленческих решений и ведение моделирования в процессе строительства скважин. Многоцелевой центр удалённого мониторинга включает в себя следующие функциональные модули:

Оперативный (ситуационный) модуль, в функции которого включено: непрерывное наблюдение и контроль данных ГТИ, ГИС, MWD/LWD, СКЦ, ПВР, видеоинформации, оперативное информирование служб Заказчика о результатах контроля, оповещение, своевременные рекомендации и предупреждения станции ГТИ и службе Заказчика об отклонениях технологических параметров от нормализованных процессов для предотвращения аварийных ситуаций, прогнозирование развития ситуации на основе анализа информации, поступающей с уровня буровой, контроль в режиме реального времени гидравлических параметров промывки скважины, контроль и прогнозирование в режиме реального времени зон аномально высоких пластовых давлений, геологическое сопровождение строительства скважины.

Аналитический модуль, персонал которого выполняет интерпретацию и анализ геолого-геофизической информации с объектов мониторинга, а так же комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных, составление отчетов и заключений.

Модуль геолого-технологического мониторинга и кросс-моделирования, сотрудники которого ведут построение геологических, гидродинамических и геомеханических моделей месторождения (кросс-моделирование) с возможностью использования технологий высокопроизводительных вычислений, сопровождение моделей на всем жизненном цикле месторождения, анализ истории разработки месторождения и фонда скважин, анализ и прогнозирование динамики основных показателей разработки по скважинам, проектирование строительства скважин на основе кросс-моделей месторождения с актуализацией этих моделей по мере поступления данных с вновь пробуренных и бурящихся скважин, а также с учетом дополнительных данных, полученных по результатам новых ГТМ.

Помимо описанной выше схемы в рамках инновационной системы моделирования месторождения в процессе строительства скважины возможна реализация совместных проектов по геомеханическому

сопровождению и актуализации ранее созданной геомеханической модели.

Применение инновационной системы моделирования месторождения в процессе строительства скважины позволяет непрерывно контролировать и оптимизировать все стадии строительства скважины, предотвращать аварийные ситуации на скважине или минимизировать их последствия, оперативно реагировать на форс-мажорные обстоятельства на любом административном уровне, улучшить технико-экономические показатели строительства скважины, повысить качество и снизить затраты на оказываемые услуги.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРОВЕДЕНИЯ ГТИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*Лугуманов М.Г. ООО «Геотехсервис», Махмутов Ш.Я.
ООО «Геотехсервис», Сидорович С.Н. ООО «Геотехсервис»*

В условиях кризиса и продолжающихся санкций со стороны западных компаний, вопросы информационного обеспечения процесса строительства скважин становятся особенно актуальными. Для проведения геолого-технологических исследований (ГТИ) на скважинах, бурящихся в сложных горно-геологических и климатических условиях, а также на шельфе и на морских платформах, требование к информативности и надежности аппаратно-программных средств станций ГТИ многократно возрастает.

В связи с этим специалистами ООО «Геотехсервис» проводится большая работа по созданию новых технических и программных средств ГТИ. На стадии завершения находится разработка и изготовление взрывозащищенной модификации станции ГТИ «Геотест-7», которая оснащена выносным оборудованием (датчиками, табло бурильщика и т.д.), предназначенным для работы во взрывоопасной зоне 0 и 1 с маркировкой взрывозащиты OExiallBT5.

Модуль газового каротажа станции «Геотест-7» в штатном варианте комплектуется газовым хроматографом серии «Рубин», у которого существенно улучшены технические характеристики. В частности, цикл анализа модернизированного хроматографа составляет всего 50 секунд, есть возможность выделения и анализа изо-соединений.

Для работы на месторождениях с высоким газовым фактором и на скважинах, бурящихся на газ, нами разработан новый хроматограф «Сапфир». В качестве чувствительного элемента в данном хроматографе используется термохимический детектор. Основным преимуществом хроматографа «Сапфир» является простота, и низкая цена.

Завершается разработка нового датчика крутящего момента на роторе, который устанавливается на вал карданного привода. Передача сигнала с вращающегося вала передается по радиоканалу.

Разработана новая модификация карбонатомера, с улучшенными характеристиками. Прибор может работать в 2х режимах: в ручном и в

автоматическом. В автоматическом режиме время цикла анализа по кальцию составляет 5 минут.

Таким образом, все эти технические доработки значительно повысили информационные возможности станции «Геотест-7» и сделали его более конкурентоспособными как перед Российскими, так и западными аналогами.

**Метрологическое обеспечение
геофизических
исследований скважин**

КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЦЕНТРА МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ В ОБЛАСТИ ГЕОФИЗИКИ

Лобанков В.М., УГНТУ (г. Уфа)

В Российской Федерации информационной основой недропользования являются результаты измерений, полученные с использованием наземной (полевой) и скважинной измерительной техники. На основании геофизических исследований в скважинах (ГИС) осуществляется оценка запасов нефти и газа, а также питьевой воды, угля и руд. От степени достоверности такой информации зависит обоснованность принимаемых в сфере недропользования правительственных решений, а также эффективность и полнота извлечения полезных ископаемых из недр.

ГИС выполняются в определенной логической последовательности *«измерения – интерпретация – измерения»*. На этапе первичных скважинных измерений осуществляется запись каротажных диаграмм (кажущихся значений параметров) вдоль оси скважины (в масштабе глубины). Затем на этапе интерпретации зарегистрированных кривых формируется (выбирается) одна из типовых структурных моделей слоистой среды с плоскими и цилиндрическими границами раздела. Используются также результаты измерений параметров бурения и извлеченного из скважины шлама в процессе геолого-технологических исследований (ГТИ). Затем для выбранной типовой структуры неоднородной среды измеряют параметры отдельной изучаемой структурной зоны, например, неизменной части нефтенасыщенного пласта, по заранее построенной и аттестованной методике выполнения измерений. Именно на этом третьем этапе происходит преобразование зарегистрированных кажущихся значений измеряемых параметров неоднородной среды в измеренные значения параметров ее отдельных однородных структурных зон.

Слоистая макронеоднородность исследуемых горных пород создает множество проблем как при создании скважинных средств измерений, так и при создании соответствующих эталонов для их калибровки.

Очевидно, любые измерения, выполняемые геофизической компанией, невозможны без калибровочных функций. В современном геофизическом приборостроении наблюдается общая тенденция к

созданию скважинной аппаратуры, позволяющей реализовать прямые измерения параметров пластов и скважин в строго фиксированных рабочих геолого-технических условиях с минимумом вводимых поправок. Для реализации такого подхода выделяют типовые условия измерений, чтобы для них была обеспечена возможность создания соответствующих эталонов единиц измеряемых величин и построения семейства индивидуальных калибровочных функций создаваемой однотипной аппаратуры. В сопроводительной эксплуатационной документации на аппаратуру подробно описывают методику выбора нужной калибровочной функции в соответствии с распознанными условиями реальных скважинных измерений. Кроме того, дается описание методики периодического контроля стабильности построенных функций.

Сервисные компании при оказании геофизических услуг недропользователям вынуждены помимо осуществления основной измерительной деятельности одновременно вести метрологическую деятельность, связанную с использованием эталонов для передачи единиц измеряемых величин скважинной аппаратуре и периодическим подтверждением стабильности этих переданных аппаратуре единиц.

Крупные геофизические компании (Трест «Сургутнефтегеофизика», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», ОАО «Когалымнефтегеофизика», ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика», ОАО «Башнефтегеофизика», ООО «ТНГ-Групп», ООО «Газпром георесурс» и другие) содержат в своей структуре метрологическую службу и ведут активную метрологическую деятельность. Однако эталонная база этих компаний составляет менее 25% необходимых гео-эталонов для возможных типовых геолого-технических условий измерений. Кроме того, часть компаний создает собственные эталоны пористости и плотности пород по собственным технологиям, не увязанные с подобными эталонами других компаний, что не способствует единству геофизических измерений.

В некоторой степени единство геофизических измерений на добровольных началах поддерживается госпредприятием Центр метрологических исследований «Ура-Гео» Республики Башкортостан. Ежегодно специалисты этого Центра выполняют метрологическую аттестацию и калибровку геоэталонов в некоторых геофизических компаниях с помощью передвижных калибровочных лабораторий. Однако расширение эталонной базы в каждой отдельной геофизической компании для основных типовых геолого-технических условий затруднено, так как для решения такой задачи требуются значительные

ресурсы, наличие квалифицированных научных кадров, научное обоснование параметров геоэталонов, разработка технологии их создания и методика их периодического сличения. Например, до сих пор не создана обоснованная технология изготовления эталонов коэффициента нефтенасыщенности горных пород для обеспечения его скважинных измерений ядерно-геофизическими методами с целью контроля коэффициента извлечения нефти (КИН), регламентированного российским Правительством для нефтегазовых компаний.

В Китайской Народной Республике задача обеспечения и регулирования единства геофизических измерений решена созданием Национального центра метрологии геофизических измерений, оснащенного государственными геоэталонами применительно к условиям китайских нефтегазовых месторождений.

Президент Республики Башкортостан Рустем Хамитов выступил с предложением на Коллегии Минэнерго о создании Федерального центра метрологии геофизических измерений на базе существующего республиканского ГУП Центр метрологических исследований «Урал-Гео».

Такой центр мог бы решать следующие государственные задачи:

1) осуществлять функции национального метрологического института геофизических измерений в сфере недропользования в рамках Федерального закона № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. «Об обеспечении единства измерений»;

2) выполнять научные исследования, направленные на обоснование и создание первичных государственных геоэталонов и стандартизацию и аттестацию методик геофизических измерений;

3) выполнять хранение первичных государственных геоэталонов, передавать воспроизводимые единицы рабочим эталонам общего пользования, предназначенным для обслуживания приборостроительных и производственных геофизических предприятий;

4) выполнять первичную аттестации и периодическую калибровку рабочих геоэталонов в геофизических компаниях для подтверждения их соответствия установленным метрологическим требованиям;

5) осуществлять сличение национальных геоэталонов в странах-участницах Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС для

поддержания единства геофизических измерений на международном уровне.

Создание и функционирование Федерального Центра метрологии геофизических измерений позволило бы Российской Федерации достигнуть следующего положительного эффекта:

- обеспечить правительственные структуры (ГКЗ, Роснедра, Минэнерго) достоверной информацией о текущих запасах полезных ископаемых;

- восстановить мировое признание российской геофизической науки и отечественного геофизического приборостроения;

- обеспечить конкурентоспособность российской геофизики на мировом рынке измерительных услуг.

Выводы:

1 Информация о недрах России является стратегической, она важна для принятия ответственных правительственных решений и должна быть максимально достоверной. Обеспечение достоверности информации о недрах является государственной задачей.

2. Оценка запасов нефти, газа и других полезных ископаемых производится на основании результатов полевых и скважинных геофизических измерений и должна быть увязана с гарантированными показателями точности геофизической аппаратуры и методик этих измерений.

3. Для исполнения требований Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» в сфере недропользования необходимо создание Федерального Центра метрологии геофизических измерений – хранителя первичных государственных геоэталонов.

4. Наличие необходимого и достаточного комплекса геоэталонов позволит создавать стандартные методики выполнения измерений параметров пластов и скважин с их последующей метрологической аттестацией применительно к условиям конкретных месторождений.

5. Наличие единых взаимоувязанных национальных геоэталонов в странах-участницах Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС обеспечит взаимное признание результатов геолого-геофизических измерений на мировом рынке геофизических измерительных услуг.

ЭТАЛОНЫ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ И КОМПЕТЕНТНОСТЬ КОМПАНИИ ПРИ ОКАЗАНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСЛУГ

*В.М. Лобанков, Л.Р. Ахметова, Н.М. Мамонтов (УГНТУ)
В.Д. Святохин, З.Г. Гарейшин, Р.В. Яхин (ГУП ЦМИ «Урал-Гео»), Уфа*

Геофизические исследования в скважинах (ГИС), выполняемые на месторождениях нефти и газа, базируются на результатах измерений параметров пластов и скважин. Деятельность компании с использованием скважинной аппаратуры включает измерительную деятельность, связанную непосредственно с рабочей аппаратурой, и метрологическую деятельность, связанную с эталонами, воспроизведением, хранением и передачей единиц этой аппаратуре.

Решение геологических и технических задач промысловой геофизики базируется на результатах скважинных измерений. На их основе, например, выполняют оценку запасов месторождений и последующее их уточнение, управление процессом разработки месторождений, изучение состояния выработки продуктивных пластов и технического состояния нефтегазовых скважин, мониторинг разработки месторождений. Эффективное решение этих задач зависит от показателей точности и достоверности измерительной информации, которые зависят от состояния метрологической деятельности компании.

Рекомендуемая схема передачи единиц геофизических величин скважинной аппаратуре показана на рис. 1.



Основной задачей метрологической службы геофизической компании является передача единиц измеряемых величин от геофизических эталонов скважинной геофизической аппаратуре.

В соответствии с российским законодательством требуется документальное подтверждение прослеживаемости применяемых предприятиями единиц физических величин к Государственным эталонам России.

После вступления России в ВТО нефтяные компании настоятельно требуют от геофизиков подтверждения их технической компетентности при оказании измерительных услуг, то есть соответствия требованиям международного стандарта, регламентирующего калибровочную деятельность.

В соответствии с Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» на геофизические измерения в добровольном порядке распространяются требования Российской Системы Калибровки (РСК). ФГУП Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы (ВНИИМС) уполномочен вести Реестр метрологических служб (калибровочных лабораторий) предприятий, удовлетворяющих требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 и РСК.

Копия полученного от ВНИИМС «Свидетельства о регистрации» компании в Реестре РСК (с указанием области технической компетентности метрологической службы) входит в состав тендерной документации, представляемой нефтегазовым компаниям для получения заказа на исследования и работы в скважинах.

Для регистрации любой геофизической компании в РСК необходимо иметь следующие документы:

1 Приказ об организации метрологической службы, деятельность которой регламентирована утвержденным «Положением о метрологической службе геофизической компании»;

2 «Руководство по качеству организации и проведения калибровочных работ»;

3 Проект «Области компетентности калибровочной лаборатории» с перечнем измеряемых величин с указанием диапазона и нормированной погрешности измерений параметров пластов и скважин в разных геолого-технических условиях;

4 «Акт предварительной оценки компетентности метрологической службы предприятия», подписанный Уполномоченной экспертной организацией, зарегистрированной в РСК.

Наиболее сложным этапом в подготовке предприятия к оценке его компетентности при выполнении калибровочных работ является разработка и соблюдение требований «Руководства по качеству организации и проведения калибровочных работ». Оно должно содержать следующие обязательные разделы:

- Введение;
- Политика в области качества;
- Организация;
- Ресурсы;
- Область деятельности;
- Средства калибровки;
- Документация;
- Персонал;
- Помещения. Окружающая среда;
- Порядок приема и регистрации принятых на калибровку средств измерений;
- Порядок проведения калибровки;
- Оформление результатов калибровки;
- Порядок рассмотрения претензий и рекламаций (при оказании метрологических услуг сторонним организациям).

В общем случае для выполнения калибровочных работ необходимо иметь:

- помещения, удовлетворяющие требованиям нормальных условий измерений;
- геофизические эталоны, хранящие единицы измеряемых параметров пластов и скважин;
- методики калибровки измерительных каналов скважинной аппаратуры;
- обученный персонал калибровщиков скважинной аппаратуры.

И заказчики, и исполнители геофизических услуг должны иметь полное взаимопонимание того, какая физическая величина измеряется, в каком диапазоне, с какой регламентированной погрешностью при фиксированных ограничениях области применимости действующих методик измерений.

Например, для однотипной аппаратуры нейтронного каротажа (НК) одному и тому же выходному сигналу будут соответствовать разные значения коэффициента общей пористости песчаного или кальцитового или доломитового пласта, пересеченного скважинами разного диаметра, поровое пространство которого заполнено водой или нефтью или газом

или их смесью. Содержание хлора в пласте и в скважине также повлияет на измеренное значение коэффициента общей пористости (при одном и том же выходном сигнале). Иными словами, в разных сочетаниях отмеченных факторов одному и тому же значению коэффициента пористости пласта будут соответствовать разные значения выходного сигнала аппаратуры.

Когда формулируются требования к измеряемой величине, то приходится конкретизировать:

- минералогический состав скелета пласта;
- насыщение порового пространства пласта;
- диаметр скважины, пересекающей пласт;
- параметры вещества в скважине;
- расположение зонда в скважине (прижатый к стенке скважины или центрированный).

Несмотря на то, что по определению «коэффициент пористости вещества – это отношение объема пор к общему объему вещества», фактически коэффициент пористости пласта, измеряемый в разных типовых условиях, приходится рассматривать как разные физические величины, которым должны соответствовать разные единицы, что равносильно разным шкалам для одной и той же однотипной аппаратуры НК.

Следовательно, в области технической компетентности компании требуется указывать, образно говоря, «перечень шкал» измеряемого коэффициента общей пористости, построенных для типового химического состава пласта, пересеченного скважиной типового (номинального) диаметра, заполненной известным типовым веществом. В этот перечень при оценке компетентности могут быть включены шкалы, для построения которых эталоны заимствованы у других компаний (из других городов или стран) и имеется техническая возможность передачи соответствующих единиц коэффициента пористости аппаратуре НК, принадлежащей геофизической компании, что отражается в документации.

Если, например, в компании имеются только три аттестованных стандартных образца пористости водонасыщенного кальцитового пласта, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, то в области компетентности будет указана только следующая величина: «Коэффициент общей пористости водонасыщенного кальцитового пласта, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, с нулевым хлоросодержанием в пласте и в скважине». Если компания претендует на

расширение своей области компетентности на песчаные и доломитовые пласты и другие диаметры скважины, то для своей аппаратуры НК ей необходимо получить единицы от соответствующих калиброванных эталонов, имеющих в других компетентных организациях.

Все эти аспекты измерительного процесса ГИС с использованием собственных и арендованных эталонов отражаются в «Руководстве по качеству организации и проведению калибровочных работ» геофизической компании.

«Свидетельство о регистрации» компании в Реестре РСК выдается на пять лет. Через 1,5 года и 3 года, после внесения метрологической службы в Реестр, ВНИИМС вместе с Уполномоченной экспертной организацией проводит инспекционный контроль зарегистрированной в РСК компании в части соблюдения правил РСК и требований ГОСТ ИСО/МЭК 17025.

В период с 2013 по 2015 годы с участием Уполномоченной экспертной организации – ГУП ЦМИ «Урал-Гео» в РСК зарегистрированы:

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» (г. Ноябрьск);

ООО ПКФ «Недра-С» (г. Астрахань);

ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика»;

ОАО «Когалымнефтегеофизика»;

ОАО «Оренбургнефтегеофизика»;

ООО «Техинформсервис» (г. Ижевск);

ООО «БИТАС» (г. Самара);

ОАО «Башнефтегеофизика»;

ООО «Тюменская геофизическая компания» (п. Талинка);

ООО ПИТЦ «Геофизика» (г. Полазна).

Таким образом, на рынке геофизических услуг успешно смогут работать только те геофизические компании, которые в добровольном порядке периодически смогут подтверждать свою компетентность на соответствие их метрологических служб требованиям международного стандарта ГОСТ ИСО/МЭК 17025 регистрацией в РСК.

Выводы

Метрологическая деятельность российской геофизики с использованием эталонов единиц геофизических величин осуществляется в соответствии с требованиями Закона «Об обеспечении единства измерении» через РСК на добровольных началах.

К участию в тендерах на геофизические услуги допускаются преимущественно те геофизические компании, которые могут документально подтвердить происхождение единиц, переданных их геофизической аппаратуре.

Документом, который подтверждает техническую компетентность геофизической компании, является «Свидетельство о регистрации» в Российской Системе Калибровки с приложением «Области компетентности метрологической службы компании».

Область компетентности компании включает перечень измеряемых величин с указанием диапазона и погрешности измерений, для которых имеются соответствующие эталоны единиц измеряемых параметров пластов и скважин, воспроизводимых для разных геолого-технических условий. В приложении к «Свидетельству о регистрации» компании в Реестре РСК указываются только те измеряемые величины, для которых в компании имеются соответствующие эталоны и (или) эталоны, предоставляемые другими компетентными организациями.

Основным документом, на основании которого формируется область компетентности метрологической службы геофизической компании, является утвержденное «Руководство по качеству организации и выполнения калибровочных работ» с указанием перечня скважинной аппаратуры и эталонов, используемых для калибровки каждого измерительного канала аппаратуры.

ОСОБЕННОСТИ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Яруллин А.Р. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Гаязов М.С.*

Башкирский государственный университет,

ООО НПФ «ГеоТЭК», Уфа

Широкое внедрение современной комплексной скважинной аппаратуры для проведения геофизических исследований в действующих скважинах вновь подняло вопрос о возможности количественных измерений расходных параметров многофазного потока. К сожалению, практика применения локальных датчиков состава показала отсутствие таких возможностей в условиях расслоения потока на легкую и тяжелую фракцию, а эффект проскальзывания исключил возможность количественных определений фазовых расходов традиционными методами. В связи с этим, современная скважинная аппаратура оснащается распределенными датчиками состава, локальной скорости и температуры. Однако, подходы к калибровке такой аппаратуры остаются на прежнем уровне и сводятся, как правило, к снятию показаний отдельных датчиков в контрольных точках. Например, датчики состава калибруются в пресной, минерализованной воде и керосине. Датчики расхода – только в пресной воде и в вертикальной трубе переменного диаметра. Между тем, реальная скважина имеет определенный наклон – от 0 до 90 и более градусов зенитного угла, переменный состав флюида (газ, нефть, вода), что приводит к расслоению потока и распределенные по периметру датчики состава такое расслоение фиксируют. При этом, распределенные датчики локальной скорости регистрируют разницу скоростей каждой из фаз, не будучи откалиброванными для работы в таких условиях.

В связи со сказанным, кафедра геофизики БашГУ и НПФ «ГеоТЭК» разработали программу экспериментальных исследований реакции многодатчиковых скважинных систем на различные режимы течения в условиях многофазной продукции скважин. Исследования проводятся с применением специального модуля термогидродинамического стенда ИЦ «Технопарк БашГУ», позволяющего изменять углы наклона трубы и расходные параметры двух- и трехфазного потока.

Результаты тестирования большого числа скважинных приборов от различных производителей РФ, показали, что «калибровка» распределенных датчиков состава и механических расходомеров, выполненная в вертикальном и наклонном положении прибора, дает существенный разброс выходных параметров при идентичных входных условиях и не согласуется с заявленными характеристиками прибора. Таким образом, традиционный подход к калибровке, практикуемый в отрасли, исключает возможность количественных определений, и требуются более сложные схемы проведения метрологических исследований и алгоритмы обработки исходной информации.

По результатам обобщения экспериментальных данных, разработана программа комплексного тестирования современной многодатчиковой аппаратуры и отработаны алгоритмы обработки исходной информации с распределенных датчиков состава для оценки количественного содержания отдельных фаз в расслоенном потоке. Определены ограничения методов расходомерии в условиях многофазного потока и предложены подходы к совершенствованию скважинной аппаратуры в соответствии с современными требованиями отрасли.

**МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МАЛОГАБАРИТНОЙ КОМПЛЕКСНОЙ
АППАРАТУРЫ ЯДЕРНОГО КАРОТАЖА КСПРК-Ш-48**

*Кондрашов А.В., Мишанов М.М., Камильянов А.О.,
Миннуллин И.З. (ОАО НПП «ВНИИГИС, Г. Октябрьский, РБ)*

Комплексный спектрометрический прибор радиоактивного каротажа широкодиапазонный (КСПРК-Ш-48) предназначен для исследования скважин малого диаметра и через насосно-компрессорные трубы (НКТ) нефтегазовых месторождений при решении следующих геолого-технических задач: выявление коллекторов и оценка их нейтронной пористости, определение характера насыщения коллекторов и оценка коэффициентов нефте- и газонасыщения (Кн, Кг), определение положения ГВК, ГНК и ВНК, построение объемной литологической модели и модели глин, выделение заколонных скоплений газа и оценка степени заполнения заколонного пространства цементом, выявление технологических каверн в работающих газовых пластах и оценка их линейных размеров.

Скважинный прибор состоит из двух модулей. В верхнем модуле расположен высокочувствительный термометр, индикатор давления и зонд СГК. Нижний модуль состоит из двух зондов нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), расположенных ниже закрытого радионуклидного источника (ЗРНИ), трех зондов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК), расположенных выше ЗРНИ и электронной части. В зависимости от решаемых задач может использоваться как сборка из двух модулей в центрируемом или не центрируемом вариантах, или измерения могут проводиться верхним и нижним модулями отдельно в центрируемом или не центрируемом вариантах.

Таким образом, метрология аппаратуры КСПРК-Ш-48 включает метрологию термометра, СГК, 2ННК и 3СНГК-Ш. Для выполнения калибровок зондов ННК, термометра и зонда СГК в качестве измерителя поглощенной дозы в технологическом программном обеспечении «IKaг» (автор Миннуллин И.З.) предусмотрен раздел «Калибровка».

Калибровка термометра осуществляется по стандартной схеме – модуль скважинного прибора помещается в термостат, нагревается дискретно до максимальной температуры и фиксируются отсчеты в аппаратурных кодах, после чего программа по методу наименьших

квадратов рассчитывает коэффициенты уравнения и сохраняет его в памяти. При проведении каротажных исследований для конкретного прибора загружаются соответствующие калибровки, для осуществления регистрации в физических единицах.

Калибровка зонда СГК для оценки содержания естественно радиоактивных элементов (ЕРЭ) также является стандартной процедурой и выполняется на моделях пластов (стандарты предприятия) с различными известными содержаниями ЕРЭ. Метрология зонда СГК для определения ЕРЭ обеспечивается специальной программой разработанной в ОАО НПП «ВНИИГИС» (автор З.А.Лысенкова), позволяющей обработать измеренные в моделях энергетические спектры с тремя искомыми элементами (U, Th, K) и решить систему уравнений для определения коэффициентов расчета содержаний ЕРЭ в скважинных условиях.

Поскольку малый и большой зонды ННК располагаются на общепринятых расстояниях от ЗРНИ – 25 и 50 см, оценка водонасыщенной пористости выполняется по стандартной методике, утвержденной ЕАГО (СТ ЕАГО-031-01). Градуировочная зависимость рассчитывается по измерениям на моделях пористости метрологического центра (стандарты предприятия).

Сама процедура метрологических мероприятий остается неизменной с середины прошлого века. Однако метрология зондов ННК аппаратуры КСПРК-Ш-48 имеет особенность, обусловленную ее применением в работающих газовых скважинах при решении задач экологической безопасности. Стандартная метрология 2ННК предполагает выполнение измерений на заполненных жидкостью моделях карбонатных пластов с нецентрированным скважинным прибором. Зонды 2ННК аппаратуры КСПРК-Ш-48 калибруются на тех же моделях, но при центрировании прибора в скважине. Также как и для нецентрированного скважинного прибора, зависимость $Kп=F(Kп)$ для насыщенных пресной водой известняков с водонаполненной скважиной имеет линейный характер.

Погрешности калибровки зондов 2ННК, как правило, связаны с используемым модельным рядом. Теоретически модели пористости всех отечественных метрологических центров должны быть аттестованы таким образом, чтобы откалиброванная на данных моделях аппаратура позволяла определять коэффициент водонасыщенной пористости с погрешностью, не превышающую допустимую. На практике это часто не

соблюдается. Например, на рис.1. показаны зависимости $K_p=F(K_p)$, полученные центрированным прибором КСПРК-Ш-48 №5 в карбонатных моделях с водонасыщенной пористостью, заполненных водой. Из рисунка видно, что калибровочная зависимость, полученная на моделях Метрологического Центра ООО «Газпром георесурс», существенно (до 4 % K_p) отличается от аналогичной зависимости, полученной на моделях МЦ ОАО НПП «ВНИИГИС», аттестованных ГУП ЦМИ «УралГео». Такие расхождения зависимостей $K_p=F(K_p)$ для известняков, насыщенных пресной водой, не являются единичным случаем, о чем свидетельствует публикация в НТВ «Каротажник» [1].

Опыт применения этих зависимостей при решении геолого-геофизических задач показывает, что наиболее достоверные результаты получаются при использовании зависимостей, полученных по результатам аттестации моделей ОАО НПП «ВНИИГИС», привязанных к моделям метрологического центра ГУП ЦМИ «Урал-Гео».

Еще одной особенностью метрологического обеспечения аппаратуры КСПРК-Ш-48 является метрология спектрометрических зондов широкодиапазонного нейтронного гамма-каротажа. Нормируемыми характеристиками метрологии спектрометров энергии гамма-квантов являются: энергетический диапазон регистрации гамма-квантов, нелинейность энергетической шкалы и энергетическое разрешение.

Для оценки диапазона регистрации гамма-квантов выполняют измерение спектров на моделях пластов различного состава (стандарты предприятия), по которым идентифицируют пики гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) основных породообразующих элементов с известными энергиями и определяют их положения на энергетической шкале спектрометра на всех трех зондах. Анализ зарегистрированных спектров осуществляют в программе обработке "SpectrumMaster" (автор Мамлеева С.Т.), в которой после идентификации пиков ГИРЗ рассчитывается диапазон регистрации гамма-квантов и нелинейность энергетической шкалы.

Энергетическое разрешение спектрометров оценивают по стандартной методике с использованием образцового спектрометрического источника гамма-излучения цезий-137 с энергией излучения гамма-квантов 660 кэВ.

Исходя из того, что МЦ ОАО НПП «ВНИИГИС» оснащен аттестованными моделями пористости, моделями содержаний естественно-

радиоактивных элементов (U, Th, K), характера насыщения коллекторов и заполнения заколонного пространства, аппаратура КСПРК-Ш-48 в полном объеме метрологически обеспечивается измерениями в МЦ ОАО НПП «ВНИИГИС» и может быть использована при исследовании нефтегазовых скважин.



Рис.1. Сравнительные замеры центрированным прибором КСПРК-Ш-48 №5 на карбонатных моделях водонасыщенной пористости МЦ Раменского и МЦ «ВНИИГИС». Заполнение скважин моделей – пресная вода.

Раздел 2
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ
И РЕМОНТА СКВАЖИН

Интенсификация добычи

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ГРУППЫ ФИД ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ
РАЗВИТИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РОССИЙСКОГО РЫНКА
НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА.**

Член совета Группы ФИД Грибановский Д.Н.

Стратегическая необходимость создания и развития в 2016 – 2020 годах технологий и оборудования для гидравлического разрыва пласта, наклонно-направленного бурения, гибких насосно-компрессорных труб определена Министерством энергетики Российской Федерации, а также Минпромторгом Российской Федерации.

Последние 10 лет предприятиями Группы ФИД, а это 3 конструкторских бюро, несколько производственных площадок в Беларуси и России, активно развивались вышеназванные технологии. Было произведено более 350 единиц, свыше 40 моделей и модификаций различного высокотехнологичного нефтегазопромыслового оборудования мирового уровня. Вся выпущенная продукция успешно эксплуатируется предприятиями ПАО «Газпром», крупнейшими нефтяными компаниями Российской Федерации, в том числе ОАО «Лукойл», ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть» и другими, а так же ведущими нефтегазовыми структурами стран СНГ (РУП «ПО «Белоруснефть», концерны «Туркменгаз» и «Туркменнефть» и др.), международными сервисными компаниями «Schlumberger», «BJ Services», «Weatherford».

Использование продукции предприятий Группы ФИД обеспечивает Заказчику высокую эффективность и надёжность, экологическую безопасность и удобство эксплуатации за счёт применения технических решений и ноу-хау компании на уровне лучших мировых стандартов.

Основная миссия - проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в отношении инновационных и импортозамещающих образцов оборудования.

На сегодня спроектированы и выпускаются:

- колтюбинговые комплексы;
- азотные нагнетательные комплексы;
- комплексы оборудования для гидравлического разрыва пласта;
- цементировочные комплексы;
- комплексы повышения нефтеотдачи пластов;

внутрискважинное оборудование для работы с ГНКТ в том числе для направленного бурения и проведения геофизических исследований; гидрофицированные установки с верхним приводом для капитального ремонта скважин, в том числе с наклонными устьями.

Оборудование производится с учётом индивидуальных требований потребителей, применяемых технологий и региональных особенностей эксплуатации.

В настоящий момент освоенное в производстве оборудование позволяет выполнять все последние технологические новинки по интенсификации притока:

бурить с помощью ГНКТ в том числе на депрессии наклонно – направленные скважины и боковые стволы;

проводить ремонты скважин с помощью ГНКТ на глубинах более 6 000 метров;

проводить многостадийные ГРП, как с использованием ГНКТ так и при давлениях до 1500 Атм.;

проводить много объёмные ГРП с закачкой пропанта более 500 т.;

проводить азотные ГРП, а также освоение скважин с использованием азота через ГНКТ;

проводить на ГНКТ геофизические исследования скважин в том числе горизонтальных стволов;

и многие другие.

С учётом наработанного опыта и технических решений специалисты Группы ФИД готовы создать оборудование для реализации любых самых современных нефтегазовых технологий.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГНКТ ЗАО «БВТ-ВОСТОК» ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.

Новичков А.В. ЗАО «БВТ-Восток», (г.Красноярск)

В последние годы новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, возобладали на месторождениях практически во всех регионах добычи нефти и газа.

Увеличены дебиты горизонтальных скважин.

В связи с этим также претерпели изменения категории запасов, ранее считавшиеся неизвлекаемыми либо требующими значительных средств для их добычи.

В горизонтальных скважинах возросла эффективность многих методов нефтеотдачи.

При этом усилены и требования к получению достоверной информации по всему горизонтальному участку скважины и её параметров.

В России для исследований эксплуатационных горизонтальных скважин используют, в основном, такие средства доставки приборов на забой, как:

Жесткий геофизический кабель

Скважинный трактор

ГНКТ

Каждый из перечисленных методов имеет преимущества и недостатки.

Так, например, ЖГК по своим характеристикам не подходит для исследования горизонтальных скважин с хвостовыми окончаниями более 300-400метров.

В свою очередь, скважинный трактор невозможно использовать при проведении ряда работ в силу большого диаметра, а также возникающими трудностями при извлечении его на поверхность в случае прихвата инструмента или отказа движущих элементов.

Наиболее универсальным средством для проведения необходимых работ в горизонтальных скважинах является ГНКТ, благодаря возможностям тяговых и толкающих усилий инжектора, жесткости и модификации трубы.

Данные преимущества обуславливают стоимость указанного сервиса.

Для решения проблем доставки приборов и достижения исследуемых интервалов с помощью ГНКТ существуют специальные технологии и оборудование, которые выполняют необходимые задачи, связанные с операциями по ГИС, в скважинах со сложным профилем и значительными горизонтальными окончаниями по их протяженности.

Опыт проведенных компанией БВТ-Восток работ по ГИС с помощью ГНКТ свидетельствует об эффективности и безаварийности данного метода.

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ДЕПРЕССИИ СО СПУСКОМ ПЕРФОРАТОРОВ ПОД ГЛУБИННЫЙ НАСОС

Черных И. А., (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

С учётом непрерывного снижения количества фонтанных скважин, как за рубежом, так и в России начали разрабатываться перфорационные технологии, основой которых является спуск перфоратора под глубинно-насосное оборудование с последующим его инициированием после снижения уровня жидкости в стволе скважины скважинным насосом. Такой подход позволяет производить вторичное вскрытие пластов, исключая операции по дополнительному глушению скважин, что, помимо кратного сокращения сроков освоения, приводит к значительному увеличению их дебитов. Разработано несколько вариантов практической реализации перфорации под глубинным насосом.

Размещение в скважине снаряженного перфоратора и его литологическая привязка производятся до спуска глубинного насоса. После этого на насосно-компрессорных трубах производят спуск насоса на проектную глубину с одновременной установкой на НКТ специальных защитных центраторов и размещением в них геофизического кабеля и кабеля питания электродвигателя насоса. Оба кабеля после завершения спуска герметизируются в сальниках устьевого планшайбы с двумя кабельными вводами, установленной на фонтанной арматуре. При работе на скважинах, оборудованных штанговыми насосами, узел герметизации содержит только один сальниковый ввод.

Создание проектной депрессии, фактическое значение которой находится в прямой зависимости от высоты столба жидкости в скважине, контролируется по датчикам геофизического прибора или телеметрической системы электроцентробежного насоса при их наличии и положению динамического уровня, снижение которого производится насосом. После проведения вторичного вскрытия корпус перфоратора, при наличии зумпфа соответствующей длины, опускают ниже вскрытого интервала, а при отсутствии – поднимают и оставляют в скважине до первого ремонта насоса. Геофизический кабель фиксируют на сальниковом вводе, его наземную часть сматывают с барабана лебедки и размещают на устье скважины [2].

Опыт применения инновационной технологии вторичного вскрытия на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» показал, что ее использование является существенным шагом вперед в решении проблемы качественного заканчивания скважин и раскрывает большие возможности в реализации геофизического мониторинга работы пластов и оборудования в течение межремонтного периода [1, 3]. Сравнительные опробования технологий в терригенных отложениях одинакового возраста в соседних скважинах одного из месторождений Пермского края показали, что способ компании Schlumberger, в основе которого лежит спуск перфоратора на НКТ и установка его в заданном интервале на якорь, в сравнении с технологией спуска перфоратора на кабеле имеет ряд недостатков. Так, повторная перфорация пластов по технологии Schlumberger в принципе не может быть применима по причине малой вероятности активации иницирующей головки с механизмом задержки срабатывания перфоратора посредством создания избыточного давления в скважине. Создать его невозможно из-за поглощения пластом нагнетаемой жидкости, к тому же происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП из-за кольматации коллектора. Отсутствие канала связи не позволяет развивать технологию в направлении мониторинга работы пластов и оборудования при помощи дистанционных датчиков, которые можно устанавливать в комбинации с перфоратором. Также отметим, что базовый вариант указанной технологии установки перфоратора не может быть реализован в боковых стволах из-за отсутствия оборудования малого диаметра.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» технология вторичного вскрытия пластов на депрессии с предварительным спуском перфоратора на кабеле введена в промышленную эксплуатацию. Анализ результатов опытно-промышленных работ и сравнение дебитов показали, что добыча по подавляющему большинству скважин превышает плановые показатели, расчёт которых производился из условий использования традиционных технологий заканчивания скважин.

Следует отметить, что затраты времени на перфорацию и освоение скважин с применением рассматриваемой технологии в несколько раз меньше, чем при вторичном вскрытии пластов на депрессии перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах. Сравнительный анализ проводился на завершающих этапах заканчивания боковых стволов, зенитные углы в которых находятся в пределах 60 – 75

градусов. Отметим также, что продолжительность непрерывной работы скважин, которые были освоены еще в конце 2013 года составляет более двух лет. Фактически накопленная добыча нефти по скважинам более чем на 60% превышает плановые показатели при условии их неизменности в течение всего периода эксплуатации.

Вывод

Технология вторичного вскрытия пластов под глубинным насосом позволяет исключить дорогостоящие излишние операции по глушению и последующему освоению скважин, а также создать оптимальную депрессию для качественной очистки перфорационных каналов и призабойной зоны пласта. Следствием перфорации по такой технологии является значительное сокращение сроков освоения скважин и увеличение дебитов по сравнению с традиционно применяемыми способами.

Список литературы

1. Меркулов А.А., Ликотов А.Р., Сильвачев В.В., Ковалев А.Ф. Повышение информативности прострелочно-взрывных работ в скважинах // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 7 (241). С. 81-99.

2. Савич А.Д., Черных И.А., Шадронов А.А., Шумилов А.В. Патент на изобретение «Способ вторичного вскрытия пластов на депрессии со спуском перфоратора под глубинный насос и устройство для его осуществления (варианты)» № 2571790 от 25.11.2015 // М., РОСПАТЕНТ.

3. Черных И.А. Опыт применения новых методов геофизических исследований и технологий при бурении и освоении скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 10 (244). С. 137-143.

**МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАЗВИТИЯ ЗОН
ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА**

*Дягилев Р. А. (Горный институт УрО РАН, Пермский государственный
национальный исследовательский университет),*

*Шумилов А. В. (ПАО «Пермнефтегеофизика», Пермский
государственный национальный исследовательский университет)*

Задачами микросейсмического мониторинга при ГРП являются: регистрация слабых сейсмических сигналов, связанных с трещинообразованием, определение пространственного положения сейсмических источников, получение пространственно-временной картины формирования системы трещин, возникающих при ГРП [1].

При микросейсмическом мониторинге ГРП используется аппаратура с рабочим диапазоном частот от 1 до 100 Гц. Для наблюдений с поверхности важно, чтобы она была малошумящей и позволяла регистрировать сигналы, сопоставимые с уровнем внешних микросейсм. В сравнении с естественным уровнем микросейсм, измеренным в различных районах, шумы аппаратуры должны быть значительно ниже. Также такое оборудование должно обеспечивать непрерывную регистрацию в течение нескольких дней, пока не закончится весь цикл ГРП (перфорация, минифрак, основной фрак).

Моделирование уровня полезных сигналов и шумов в окрестности скважины показывает, что зона уверенного приема (хотя бы части энергии трещины), начинается примерно на удалении 500 м от устья скважины (ближе множество поверхностных источников помех перекрывают сигнал), и заканчивается на удалении, сопоставимом с глубиной интересующего источника. Далее полезный сигнал снова скрывается за естественным фоном микросейсм.

Уровень естественных шумов может меняться на местности (у населённого пункта, у дороги, в лесу - шумнее, на открытом месте - тише). Поэтому в каждой конкретной ситуации датчики размещаются с учетом как техногенных, так и природных шумов. При всем этом должно соблюдаться требование к равномерному окружению станциями ожидаемого местоположения микросейсмических очагов, то есть области пластопересечения.

Источники полезных сигналов могут быть двух типов: четкие и размытые. Для сигналов с четкими вступлениями используются традиционные методы локации, опирающиеся на информацию о временах вступлений продольных и поперечных волн (имеются алгоритмы локации как по обоим типам волн, так и только по одному типу волн). По временам вступлений также рассчитывается время возникновения очага. Амплитуда сигналов используется для расчета сейсмической энергии очагов.

Местоположение источника определяется по временам прихода сигнала на сейсмические станции. Частотный состав сигнала зависит от размера источника.

Для нечетких сигналов с низким отношением сигнал/шум иногда определить времена вступлений проблематично. Источники таких сигналов находят, применяя метод «яркого пятна», который оценивает пространственное распределение функции когерентности излучения в пределах заданной области. Наиболее яркие участки выявленные в результате такого сканирования, указывают наиболее вероятное положение источника. Разбивая сейсмические записи на интервалы, таким методом можно проследить пространственное не только положение, но и миграцию во времени всех активных источников.

Вышеперечисленные методы относятся к группе абсолютных и должны быть обеспечены качественной информацией о скоростной модели среды, иначе локация будет давать ложное местоположение источников. Используя данные ВСП абсолютными методами можно достичь ошибки локации до 80 м в пределах расстановки.

Существенно улучшить точность локации (в 3-5 раз) можно с использованием подходов относительной локации, где используются сигналы от очагов с известным местоположением («мастер-события») [2]. При ГРП такими могут выступать перфорационные взрывы. Для «события-соседа» математически можно доказать, что отклонения вступлений от вступлений опорного сигнала «мастер-события» будут преимущественно обусловлены смещением относительно «мастер-события» и скоростными особенностями в его окрестности. Пути прохождения волн на большей части пути будут совпадать, что исключает необходимость надежно знать скоростное строение на всей остальной части разреза.

Модельные расчеты для конкретных систем наблюдения показывают, что даже при значительных ошибках определения временных

запаздываний на разных станциях, ошибка относительной локации не превышает 25 м в зоне радиусом 200 м от пластопересечения, и 50 м в зоне, радиусом 300 м.

При ГРП очень сильно меняется спектральная картина регистрируемых сигналов. Влияние техники, используемой для производства ГРП ощущается даже на удаленных станциях. Однако остаются относительно не зашумленные частотные диапазоны в пределах которых выделить полезный сигнал вполне реально.

Сигналы от перфорации и сигналы от формирующихся трещин имеют схожие волновые формы и спектральный состав. Иногда на спектрах они прослеживаются даже лучше, чем во временной области. Полезный сигнал является широкополосным, но до поверхности доходит лишь его низкочастотная часть. Частоты выше 100 Гц значительно поглощаются рыхлой средой у поверхности.

Обработка сейсмических записей дает пространственную картину распределения источников, причем расположение отдельных событий-тресков и источников шумоподобных сигналов хорошо согласуются [3].

Временная динамика возникновения тресков позволяет увязать их с динамикой технологических процессов при ГРП, таких как изменение давления, расход проппанта и др. и делать выводы об эффективности проведенного ГРП

И все же иногда в результате обработки, особенно в случаях, когда четких сигналов не наблюдается, в поле ярких пятен могут проявляться источники, которые либо неизвестны, либо они являются ложными (фактически их нет, а есть кажущийся рост функции когерентности)

Положение области, где регистрация полезного сигнала физически возможна, свидетельствует о наличии существенных ограничений при микросейсмическом мониторинге ГРП с земной поверхности. Снизу по шкале амплитуд сигналы от множественных, но слабых тресков отсекает граница уровня микросейсм, которую преодолеть, опустив ее почти на порядок, используя большое количество станций и специальные методы обработки. Справа по шкале частот регистрацию слабых сигналов ограничивает, главным образом, среда с низкой добротностью (особенно в верхней части разреза).

Выводы:

1. Поверхностный микросейсмический мониторинг безусловно позволяет определять параметры сравнительно сильных сигналов с четкими вступлениями волн, а также размытые сигналы с амплитудой на уровне помех, в число которых входят сигналы от перфорации, а также разрывы (трещины) с магнитудами $M > 0$.

2. Есть принципиальная возможность выделять с поверхности зоны слабых трещин ГРП ($-1 < M < 0$) лишь при условии отсутствия сигналов от других неизвестных источников. Неизвестные источники микросейсм могут создавать кажущуюся картину присутствия других излучающих зон, интерпретация которых может носить ложный характер.

3. Микросейсмический сигнал, идущий с глубин около 1 км, достигает поверхности в существенно усеченном виде, как по частоте, так и по амплитуде, поэтому существенно улучшить качество его приема и повысить надежность интерпретации поля микросейсм возможно лишь при наблюдениях из соседних скважин или с поверхности, но в условиях более добротной среды.

Список литературы

1. Аксельрод С.М. Геофизический контроль гидроразрыва пласта в реальном времени: возможности, реализация и ограничения (по материалам зарубежной печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 4 (238). С. 84-116.

2. Белов С.В., Дьяконова П.С., Дягилев Р.А., Савич А.Д. Применение сейсмоакустических методов при контроле гидроразрыва пласта // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 10 (256). С. 79-90.

3. Система обработки данных локального сейсмологического мониторинга (Location) // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 20011615561 от 21.04.2011 // М., РОСПАТЕНТ.

**ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ
ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ СКВАЖИН
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА**

*Я.С. Гайфуллин, Л.Е. Кнеллер, Р.А. Шайхутдинова,
(ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС» г. Октябрьский,
Башкортостан)*

С построением литологической модели пород связан ряд геологических задач по литолого-стратиграфическому расчленению разреза и выделению коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств. Использование литологических моделей остается актуальным также для условий подземных хранилищ газа (ПХГ) и ГИС – контроля скважин. Решение большинства промысловых задач, как правило, предполагает выполнение следующих этапов:

анализ геологического разреза для выявления пропущенных продуктивных объектов и интенсификации притоков;

выявление интервалов коллектора с повышенной проницаемостью с учетом литологических особенностей разреза для оптимизации выбора интервалов перфорации;

эксплуатация объекта с учетом возможного техногенного кавернообразования;

анализ возможных интервалов скоплений газа за колонной;

анализ интервалов ухудшения коллекторских свойств, связанных с разбуханием глинистого цемента.

В настоящее время имеется достаточно полная информация об отечественных и зарубежных достижениях в области петрофизических моделей и петрофизического моделирования для задач интерпретации геолого-геофизической информации в необсаженных скважинах. В ОАО НПП «ВНИИГИС» на основе универсальной технологии петрофизического моделирования была разработана программа ОРТСОМ, которая в составе интегрированной системы ПРАЙМ использована при интерпретации значительного количества скважинных материалов.

Петрофизика неразрывна связана по самой своей природе с минералогией и геологией [1]. Осадочные породы сложены из обломков

других пород, образующихся при постоянно происходящем механическом и химическом разрушении изверженных и метаморфических, а также других осадочных пород. Объемные модели горных пород условно можно классифицировать на две большие группы: терригенная порода и карбонатно-сульфатная порода [2].

Обычно использование петрофизических моделей связано с подбором оптимальных параметров модели, т. е. с решением оптимизационной задачи. С учетом многообразия априорных условий в конечном итоге математически она превращается в задачу на условный экстремум.

В отличие от скважин с открытым стволом, для скважин в процессе эксплуатации, в том числе для условий скважин ПХГ, имеются множество факторов, требующих их учета при моделировании разреза на основе петрофизических моделей. Имеем дело со сложной конструкцией с металлическими колоннами разной длины и толщины - направляющую, кондуктор, эксплуатационную и техническую колонны, насосно-компрессорную трубу, а также хвостовик, пакер и. т. д. Скважина может быть заполнена газом, водой, ингибитром до определенных глубин. Затрубное пространство заполнено цементом.

В этих условиях актуальность использования различных модификаций радиоактивных методов исследования горных пород значительно возрастает.

На основе разработанных в ОАО НПП «ВНИИГИС» и ЗАО «ГИТАС» приборов и методик спектрометрического гамма каротажа (СГК), широкодиапазонного спектрометрического нейтронного - гамма каротажа (СНГК-Ш) [3] в настоящее время разработаны различные модификации СНГК-Ш – двухзондовая и трехзондовая (малый зонд MZ, средний зонд CZ, большой зонд BZ).

Вместе с тем при самом построении литологической модели в условиях скважин ПХГ сталкиваемся с рядом особенностей:

основная геофизическая информация подвержена значительному влиянию элементов конструкции скважины - это обсадные колонны, заполнение скважины, состояние затрубного пространства;

информация открытого ствола скважины может дополнить реальные измерения в обсаженной скважине; но, в действительности, по различным причинам, она часто отсутствует;

в силу особенностей спектров СНГК области энергий для многих породообразующих элементов могут перекрываться; переход от элементного состава к литологическим характеристикам также не тривиален.

в условиях газовых скважин нейтронные определения пористости сильно зависят от наличия и влажности газа в скважине и породе;

конструктивные особенности скважины для СГК учитываются на основе геометрических факторов [4].

Технология интерпретации непосредственно связана с построением литологической модели пород по разрезу скважины с учетом этих факторов.

При интерпретации подразумевается неформальное участие интерпретатора и оперирование множеством эмпирических знаний. Так, выявление многих породообразующих элементов, в значительной степени контролируется на качественном уровне. Полный объем традиционных видов каротажа может и отсутствовать, поэтому основную роль играет информация, полученная по СГК и СНГК-Ш, а также априорная геолого-геофизическая информация. Процесс взаимодействия качественной и количественных данных в технологии интерпретации облегчается благодаря возможности конструировать и модифицировать алгоритмы в системе ПРАЙМ. Достаточно удобный интерфейс позволяет использовать практически любую априорную информацию для программы OPTCOM.

Далее показаны примеры моделирования литологических моделей разрезов, характерные для условий газовых скважин и различных ПХГ.

На рис. 1 представлен карбонатно-песчаный разрез для одной из скважин Касимовского ПХГ. Песчаный пласт шигровского горизонта (D3SC) является хранилищем газа. Покрышкой служат карбонатно-глинистые породы верхнешигровского горизонта. Объемная модель пород практически построена по данным спектрометрических методов СНГК, СГК. Полученные по СГК данные – U, Th, K, позволяют также оценить состав глин. При этом используется кривая глинистости - K_{гл} по объемной модели. Дополнительной информацией являются имеющиеся по открытому стволу кривые методов – НГК, ГК, кавернометрии. КС, потенциал и градиент зондами.

На рис. 2 приведены результаты интерпретации для одной из скважин ПХГ, расположенного в соляной каверне. Рисунок охватывает только часть разреза, расположенной выше соляной каверны, т. е. соляно-ангидритовую покрывку. Верхняя часть соляной толщи содержит также калийные соли, которые выделяются по показаниям калия (К по СГК), а также хлора (Cl по СНГК-Ш). Хлорная часть энергетического спектра показана в виде кривых FDD_BZ_NGK.

Верхняя часть ангидритовой толщи загипсована. Выше соляно-ангидритовой толщи до устья скважины разрез характеризуется песчано-глинистыми породами различной пористости.

Получаемая информация о литологических особенностях разреза используется при принятии окончательных решений о состоянии скважины и эксплуатационных характеристиках газохранилища.

Выводы

В настоящее время основную информацию о геологическом разрезе в условиях обсаженных скважин представляют данные спектрометрических методов радиоактивного каротажа – СГК - СНГК-Ш.

Технология интерпретации всей совокупности имеющейся геолого-геофизической информации в рамках литологической модели облегчает единообразное и достоверное использование всей информации и принятие оптимальных решений.

ЛИТЕРАТУРА

Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. - Петрофизика: М., Недра. - 1991.

Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С. Рындин В.Н. Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности по данным каротажа (петрофизические модели и методы) // Региональная и морская геофизика; геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Обзор / ВИЭМС. - М., 1990. - 73 с.

Применение спектрометрии естественного гамма-излучения для решения прикладных задач. / Даниленко В.Н., Лысенков А.И., Чугунов А.В. и др. // Скважинные нефтяные технологии на рубеже веков. – Уфа: ОАО НПП «ВНИИГИС», 2000. - С.111-138.

Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин - 1,2. - НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 1997. - №№ 38-39. - С.27-57; С.37-67.

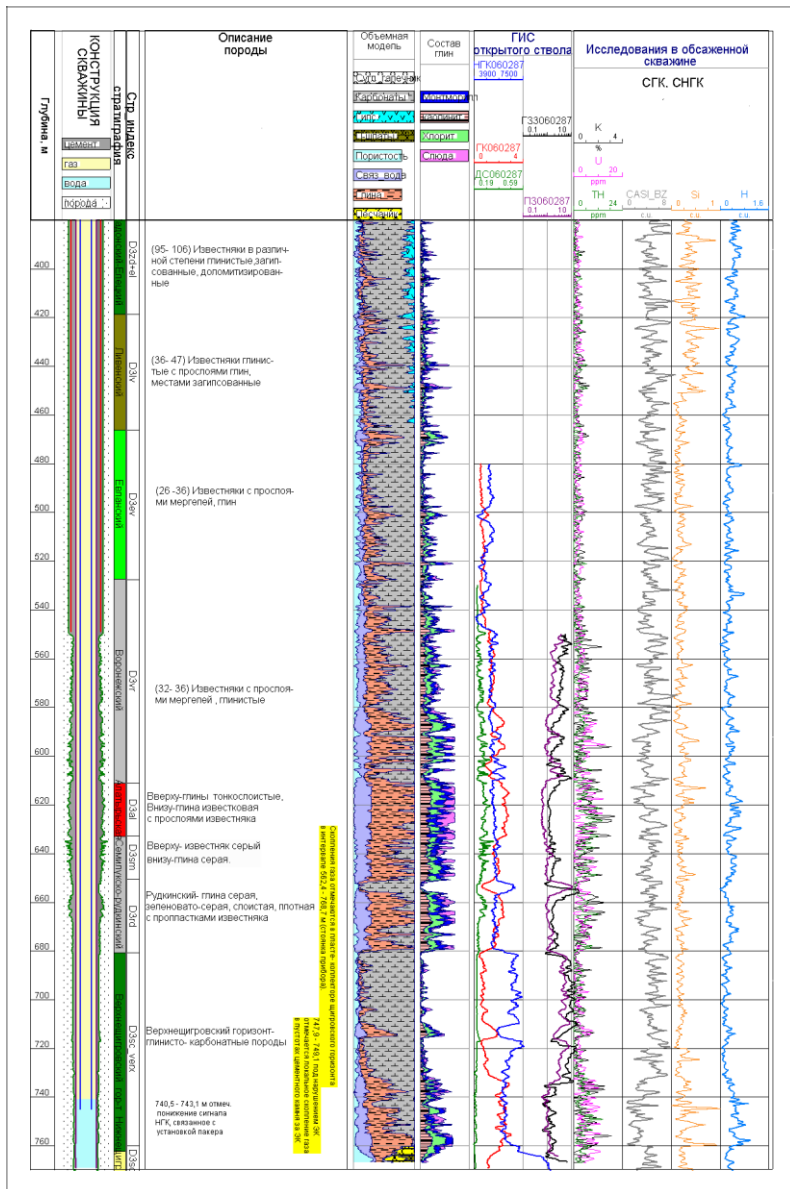


Рис. 1. Литологическое моделирование разреза в ПХГ по данным SGK - СНГК-Ш

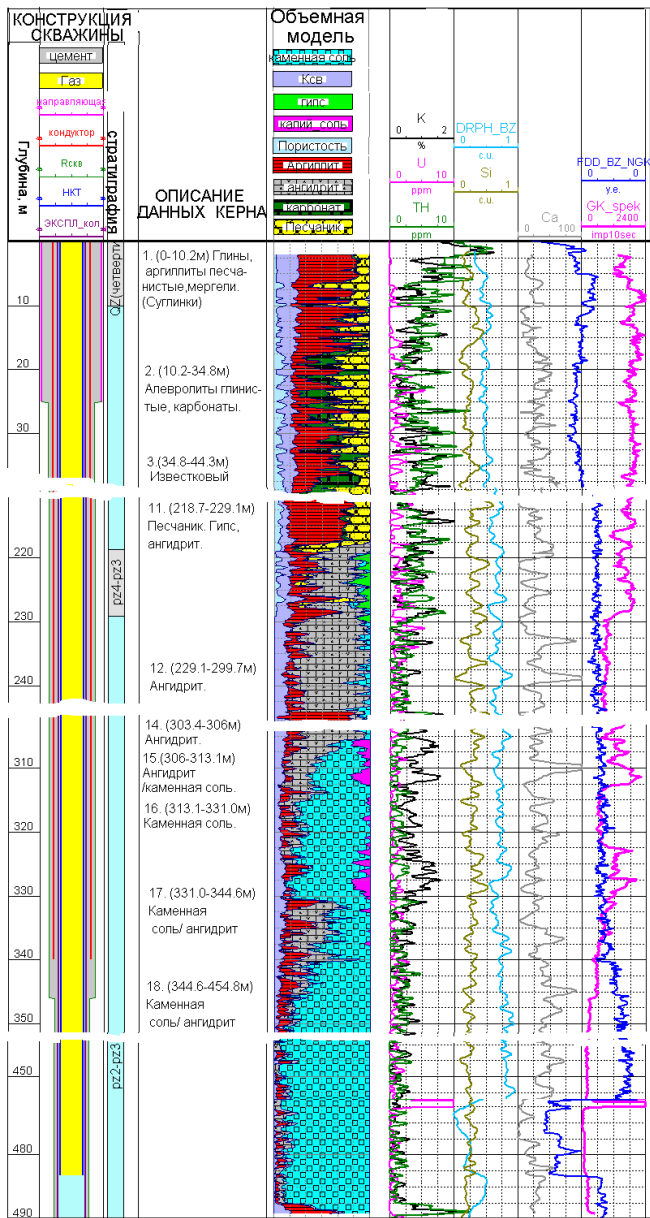


Рис. 2. Литологическое моделирование геологического разреза по данным СГК - СНГК-Ш

(ПХГ с соляно- ангидритовой покрывкой)

АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА И ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ

А.А. Шакиров, А.П. Шараев

(ОАО НПП «ВНИИГИС», г.Октябрьский, Башкортостан, Россия)

Одним из специальных методов ГИС, входящих в обязательный комплекс исследований в открытом стволе скважин, является метод испытания пластов аппаратурой на кабеле (ИПК), известный также под названием опробование пластов и гидродинамический каротаж (ОПК-ГДК).

В России разработкой аппаратуры, методики и технологии метода ОПК-ГДК занимаются в ОАО НПП «ВНИИГИС» в течение 60 лет, проявляют интерес к данной технологии также и молодые фирмы ООО НПП «Керн» и ООО НПО «Октургеофизика».

Венцом конструирования, в рамках принятой структуры жесткого последовательного управления исполнительными механизмами, при проектировании испытателей пластов на кабеле, стала цифровая аппаратура АГИП-К [1...4].

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.

За рубежом распространены модульные испытатели пластов RFT (MDT) компании Schlumberger. Сравнительный анализ работы испытателя АГИП-К и прибора RFT (MDT) показывает, что, несмотря на отсутствие функции откачки и оптического анализатора фаз, технологии, реализуемые аппаратурно-методическими комплексами ОПК-ГДК, полностью решают поставленные задачи, так как они регламентируются национальными стандартами РФ, техническими инструкциями, техническими традициями и руководствуются целесообразностью [5].

По технологии ГДК-ОПК к 2015 году исследованы более 5 тыс. скважин, получены результаты более чем по 150 тыс. точкам ГДК. К 2015 году изготовлены и поставлены заказчикам 40 комплектов аппаратуры АГИП-К, которые успешно эксплуатируются в отечественных и зарубежных сервисных компаниях.

В связи с положительными тенденциями политики импортозамещения и опытом знакомства на практике мировыми направлениями в области ГДИС выработаны актуальные задачи, целью которых является обеспечение конкурентоспособности отечественной аппаратуры гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе на мировом геофизическом рынке услуг.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лысенков А.И., Рындин В.Н., Осипов А.Д. Аппаратура АИПД-7-10 как эффективный инструмент метода гидродинамического каротажа в неглубоких скважинах // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 193. С. 55-63.

2. Шакиров А.А., Рындин В.Н., Фионов А.И. Компьютеризированная аппаратура АГИП-К гидродинамического каротажа и опробования // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып.93. С.125 – 128.

3. Шакиров А.А., Шараев А.П., Мурзаков Е.М., Башарова Р.М. Развитие аппаратуры гидродинамического каротажа и опробования пластов АГИП-К // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 5(203). С.202-208.

4. Шакиров А.А., Гуторов Ю.А. Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2012. 374 с.

5. Акрам Х., Ашуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. Осень 2005. С. 30-45.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗВУКОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ

*Александров В.А., Новопольцев В.С., Назарова В.А.
АО «Научно-исследовательский институт «Бриз»,
г. Санкт-Петербург*

Технологии ультразвукового воздействия на продуктивную зону скважины для интенсификации нефтедобычи является прерогативой отечественной науки. Отечественные разработки скважинных акустических излучателей (АИ) прошли апробацию на месторождениях Западной Сибири, Белоруссии, Севера России и др. промыслах, где показали эффективность применения для восстановления фильтрационных свойств продуктивной зоны. Внедрение потенциала оборонной гидроакустики позволило увеличить мощность, расширить функциональные возможности и повысить надежность применения технологии в промысловых условиях. Применение параметрического возбуждения колебаний привело к увеличению успешности более чем в 70% применения при повышении дебита на 20-40%.

Новым перспективным направлением развития технологии звукового энергетического воздействия (ЗЭВ), является разработка стационарных комплексов озвучивания продуктивной зоны в процессе добычи трудноизвлекаемых нефтей. Проведенные исследования показывают повышение текучести вязкой нефти при обработке интенсивными акустическими колебаниями ультразвука. Размещение АИ в зоне выработки совместно с добывающим оборудованием приводит к мультипликативному эффекту, связанному с улучшением фильтрационных свойств продуктивного пласта и уменьшению вязкости сырья, что позволяет использовать технологию ЗЭВ для интенсификации добычи и расширения зоны выработки трудноизвлекаемых нефтей.

Контроль технического состояния скважин

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ МОДУЛЯ
МУЛЬТИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА МАК-МП И МОДУЛЯ
ДВУХЧАСТОТНОГО
ИНТЕГРАЛЬНО-СКАНИРУЮЩЕГО АКУСТИЧЕСКОГО ЦЕМЕНТОМЕРА
МАК-100СК**

*Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Безруков Е.В., Амиров К.М. ОАО НПФ
«Геофизика»*

В ОАО НПФ «Геофизика» изготовлены экспериментальные образцы модуля мультипольного акустического каротажа МАК-МП и модуля двухчастотного интегрального-сканирующего цементомера МАК-100СК [1], которые в настоящее время проходят испытания на моделях и скважинах.

Общий вид экспериментальных образцов МАК-МП и МАК-100СК приведен на рис.1.

Модуль мультипольного акустического каротажа МАК-МП предназначен для решения следующих задач:

Литологическое расчленение разреза скважины.

Определение пористости горных пород.

Определение упругих характеристик пород по комплексу параметров продольных и поперечных волн с целью оценки напряженного состояния пород и расчета параметров гидроразрыва пластов.

Выделение интервалов трещиноватости и оценка анизотропии горных пород с использованием кросс-дипольного многоэлементного акустического зонда.

Оценка трещиноватости горных пород по параметрам волны Стоунли.

Ниже приведены основные технические характеристики экспериментального образца МАК-МП:

1. Диаметры исследуемых скважин - (140-300) мм;
2. Предельные условия эксплуатации - 120°C, 80 МПа;

3. Диапазон измерений интервального времени распространения упругих волн:

- по продольным волнам - (120-600) мкс/м

- по поперечным волнам - (250-800) мкс/м

- по волнам Стоунли - (600-1000) мкс/м

4. Предел основной допускаемой погрешности при измерении интервального времени:

- по продольным волнам - $\pm 3\%$

- по поперечным волнам - $\pm 5\%$

5. Диапазон измерений коэффициента затухания по продольным, поперечным и волнам Стоунли - (0-20) дБ/м

6. Предел основной допускаемой погрешности при измерении коэффициента затухания упругих волн:

- по продольным волнам - ± 2 дБ/м

- по поперечным и волнам Стоунли - ± 3 дБ/м

7. Средние рабочие частоты излучателей:

ИМ_{вч} - 20 кГц

ИМ_{нч} - 2,0 кГц

ИКД - 3,5 кГц

8. Формула зондов:

- монополюсный высокочастотный - ИМ_{вч}1,5ПМ₁0,5ПМ₂

- монополюсный ВЧ многоэлементный - ИМ_{вч}2,2ПКД₁0,15ПКД₂...ПКД₈

- монополюсный НЧ многоэлементный - ИМ_{нч}3,0ПКД₁0,15ПКД₂...ПКД₈

- кросс-дипольный многоэлементный - ИКД2,5ПКД₁0,15ПКД₂...ПКД₈

Испытания экспериментального образца МАК-МП проведены в контрольно-поверочной скважине ОАО НПФ «Геофизика».

На рис.2 приведены каротажные диаграммы параметров упругих волн, регистрируемых различными зондами МАК-МП.

Опробование экспериментального образца МАК-МП в контрольно-поверочной скважине в целом показало соответствие его технических характеристик требованиям технического задания на разработку.



а



б

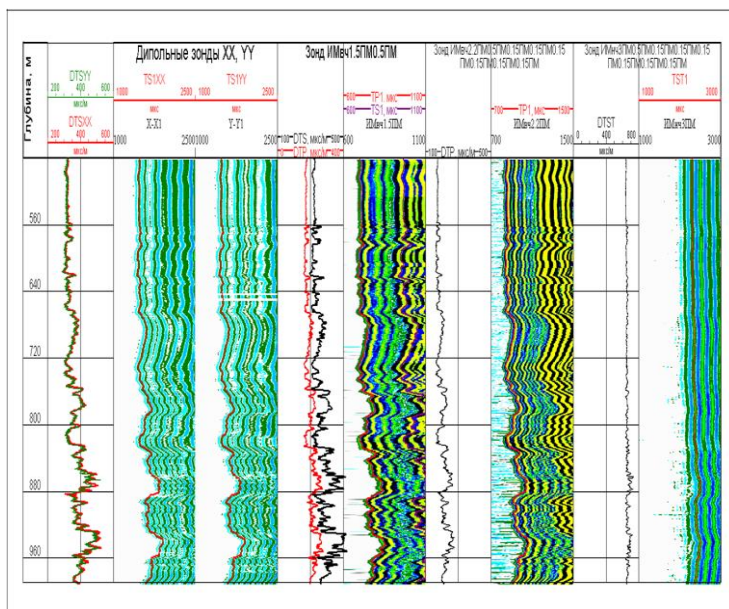


Рис.2. Скважинные материалы МАК-МП

в контрольно-поверочной скважине ОАО НПФ «Геофизика»

В дальнейшем планируется проведение опытно-методических работ с МАК-МП в производственных скважинах.

Модуль двухчастотного акустического интегрально-сканирующего цементомера МАК-100СК является дальнейшим развитием модуля интегрально-сканирующего акустического цементомера МАК-9-СК [2] и отличается от него наличием 8-ми секторного блока приемников, позволяющего регистрировать в сканирующем режиме по периметру обсадной колонны упругие волны от ближнего и дальнего излучателей, работающих на частоте 20 кГц. Этот трехэлементный низкочастотный сканирующий зонд предназначен для оценки состояния контакта цементного камня с горными породами, а высокочастотный (100 кГц) сканирующий зонд позволяет выполнять оценку состояния контакта цементного камня с обсадной колонной [3].

Экспериментальный образец модуля МАК-100СК прошел испытания в 5-ти производственных скважинах Башкортостана, Пермского края и Западной Сибири.

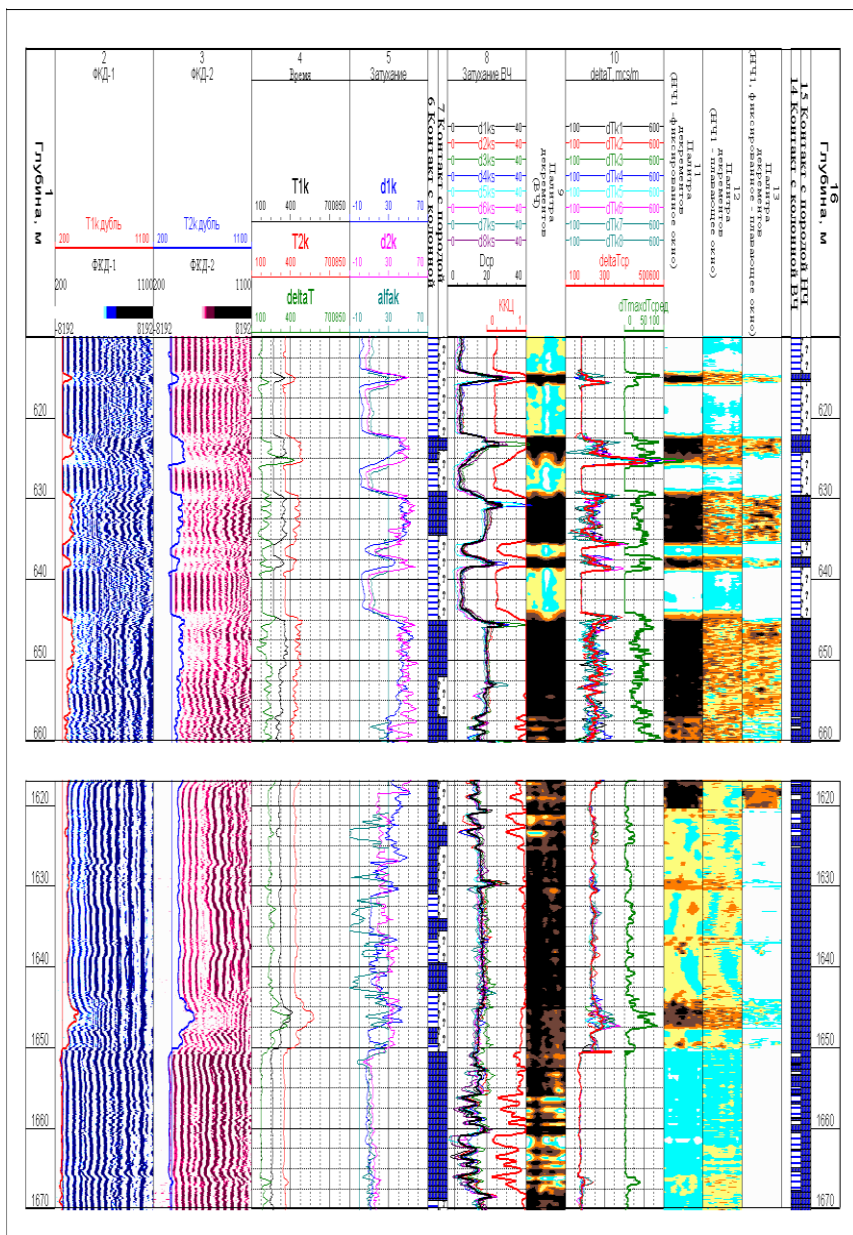


Рис.3. Пример интерпретации данных МАК-100СК в терригенном и карбонатном разрезе скважины

На рис. 3 приведен пример обработки и интерпретации данных

МАК-100СК в карбонатном и терригенном разрезах скважин.

В колонках 14 и 15 показаны результаты интерпретации с использованием низкочастотного сканирующего зонда, которые по сравнению с результатами интерпретации с использованием интегрального низкочастотного зонда (колонка 6 и 7) значительно повышают достоверность заключения о качестве цементирования скважины.

По результатам опробования экспериментального образца МАК-100СК в производственных скважинах разработан проект методических указаний по его применению и программное обеспечение интерпретации получаемых данных.

Список использованных источников

1. Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Безруков Е.В. и др. Новые разработки аппаратуры акустического каротажа и контроля качества цементирования скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2015.

Вып. 11 (257). С. 48-59.

2. Лаптев В.В., Сулейманов М.А., Исламгулов В.И. и др. Аппаратурно-методический комплекс АМК-2000СК сканирующего типа для контроля качества цементирования скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 1 (199). С. 51-59.

3. Методическое руководство по интерпретации данных, получаемых при контроле качества цементирования нефтегазовых скважин модулями акустического каротажа интегрального и сканирующего типа, входящими в комплексы АМК-2000М и АМК-2000СК. – Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2011. 76с.

УДК 550.832.53

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ РАБОТАЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО СОСТОЯНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И СТЕПЕНИ ЗАПОЛНЕНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ЦЕМЕНТНЫМ КАМНЕМ

*Габбасова А.О., Куйбышев Р.Р., Суслин С.А. (ЗАО НПФ «ГИТАС», ОАО
НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский, РБ)*

Экологическая безопасность эксплуатации газовых скважин требует постоянного контроля за их техническим состоянием. Мониторинг технического состояния газовой скважины включает оценку состояния колонн, цементной крепи обсадных колонн и выявление техногенных заколонных скоплений газа.

Оценка состояния колонн включает определение их целостности, толщины и степени коррозионного износа. Задача решается магнитоимпульсной дефектоскопией (МИД), позволяющей также определять положение конструктивных элементов скважины (муфт, башмаков колонн, пакеров и т.п.) независимо от типа заполнения ствола скважины. МИД позволяет исследовать одну (центральную) колонну или одновременно две колонны, например, НКТ и эксплуатационную или эксплуатационную и техническую, с указанием дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины каждой колонны в миллиметрах.

Высокочувствительный термометр, осуществляющий регистрацию температуры по стволу скважины одновременно с записью дефектограмм, является дополнительным методом при выявлении зон перфорации, сквозных отверстий в колонне по изменению хода термограмм, связанному с перетоками жидкости и газа.

По данным МИД решаются задачи определения срока «жизни» эксплуатационных колонн газовых скважин, наличие интервалов утончения, деформации (смятия колонны), наличие коррозионных материалов (рис. 1), негерметичности забойного оборудования и муфтовых соединений, абразивного износа обсадных труб (рис. 2), фильтра и т.п. Эти данные необходимы для безаварийной работы газовых скважин и проектирования, а также для решения ряда вопросов, возникающих в процессе эксплуатации газовых скважин [1].

Если исследования магнито-импульсной дефектоскопией не требуют вывода скважины из эксплуатации, то мониторинг состояния цементной крепи обсадных колонн осуществляется при помощи стандартной цементометрии (АКЦ и СГДТ) только после остановки и вывода из эксплуатации газовой скважины, что не подходит для систематического мониторинга. Еще одним ограничением классических методов является глубинность исследований. Оба метода позволяют определить качество цементирования только за одной, внутренней колонной.

В условиях работающей газовой скважины негерметичность цементной крепи эксплуатационной колонны можно оценить лишь косвенным способом по наличию межколонного давления на устье скважины. Способ прост и экономичен, однако не позволяет получить полную информацию о герметичности межколонного и заколонного пространства по всей скважине, т.к. всегда существует вероятность утечки газа из объекта эксплуатации в вышележащий водоносный коллектор с образованием техногенной залежи, а в приустьевой зоне и образованием грифонов.

Перетоки и заколонные скопления газа хорошо видны на термограммах и временных измерениях НГК, однако также нельзя быть уверенным, что газ находится только за колонной и не распространяется по пласту.

Задача оценки состояния цементной крепи в условиях работающей газовой скважины может быть решена при помощи ядерных методов каротажа, которые позволяют получать искомую информацию в газовой среде через газозапорное оборудование и насосно-компрессорные трубы (НКТ), т.е. скважинным прибором малого диаметра. Кроме того, при использовании многозондовых и спектрометрических модификаций, позволяющих выполнять радиальное зондирование прискважинной зоны по нейтронным и гамма-лучевым характеристикам, существует возможность выполнять мониторинг степени заполнения заколонного пространства цементным камнем за несколькими колоннами газовой скважины [2, 3].

Физические основы использования нейтронных методов для цементометрии базируются на отличии состава и структуры

цементного камня от природных сред, оснастки и заполнения скважины, а также возможности радиального зондирования, позволяющего фиксировать вариации нейтронных и гамма-лучевых свойств сред на различных расстояниях от оси скважины. В большинстве случаев цементные растворы по элементному составу и плотности отличаются от вскрытых скважиной горных пород и, тем более, от элементов конструкции скважины, скважинного флюида, бурового раствора и глинистой корки, а значит, могут быть идентифицированы ядерными методами. Чем существеннее различия, тем эффективнее ядерные методы для решения задачи.

Исходя из того, что:

- нейтронные методы имеют высокую чувствительность к водородосодержанию и плотности исследуемой среды, а цементный камень характеризуется высоким водородосодержанием (обычно водоцементный фактор составляет 40-50 %) и средней плотностью 1.85 г/см³;

- в терригенных горных породах содержание кальция невелико по сравнению с цементом, в котором содержание CaO достигает 65 %;

- газообразное заполнение полостей в цементном камне отличается от жидкостного по водородосодержанию, нейтронным и плотностным характеристикам;

- физические свойства газа и воздуха имеют слабые различия по нейтронным и плотностным параметрам, а также содержанию углерода и азота;

- радиус исследований зондами различных модификаций нейтронных методов увеличивается с увеличением размера зонда, а также зависит от типа регистрируемого излучения, энергии применяемого нейтронного источника излучения, спектрального состава гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов, что позволяет выполнять радиальное зондирование околоскважинной зоны;

Таким образом, оценка заполнения цементом заколонного пространства нейтронными методами может быть выполнена:

- по плотности;

- по содержанию кальция;
- по интегральному нейтронному гамма-гамма каротажу (НГГК) (рис.3);
- по коэффициенту газонасыщенности (K_g) в ближней и средней радиальных зонах (рис.4);
- по дефициту плотности и водородосодержания (P_{dd}) в ближней и средней радиальных зонах.

Нейтронная цементометрия – это способ экспресс-оценки степени заполнения цементом за колонного и межколонного пространства без вывода скважины из эксплуатации.

Способ *не заменяет* методы стандартной цементометрии и уступает им по информативности, но позволяет осуществлять мониторинг состояния цементного камня и характера заполнения пустот в нем без глушения газовой скважины и извлечения НКТ, что дает возможность оценить необходимость постановки скважины на КРС, в процессе которого и выполнить стандартную полноценную цементометрию, или служить основой для переаттестации скважины по техническому состоянию при контроле за герметичностью для обеспечения экологической безопасности месторождений газа и ПХГ.

Комплекс метода МИД и нейтронной цементометрии, реализуемый аппаратурой ОТСК-ОСЗП, разработанной в ЗАО НПФ «ГИТАС» и ОАО НПП «ВНИИГИС», позволяет повысить эффективность и технологичность геофизических исследований при решении традиционных и нетрадиционных задач мониторинга эксплуатационных скважин газовых месторождений.

На рис. 1 представлены данные первичного материала магнитно-импульсной дефектоскопии. Скважина работает, исследования проведены в НКТ. Муфтовые соединения НКТ прослеживаются на всех кривых МИД в виде пиков. Муфтовое соединение эксплуатационной колонны на глубине ~597 м отмечается на средних и дальних временах по длинному зонду.

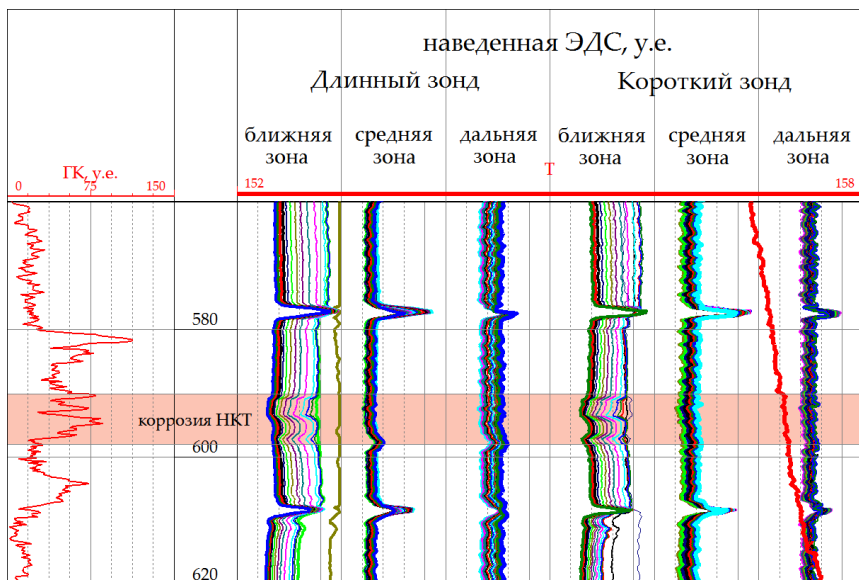


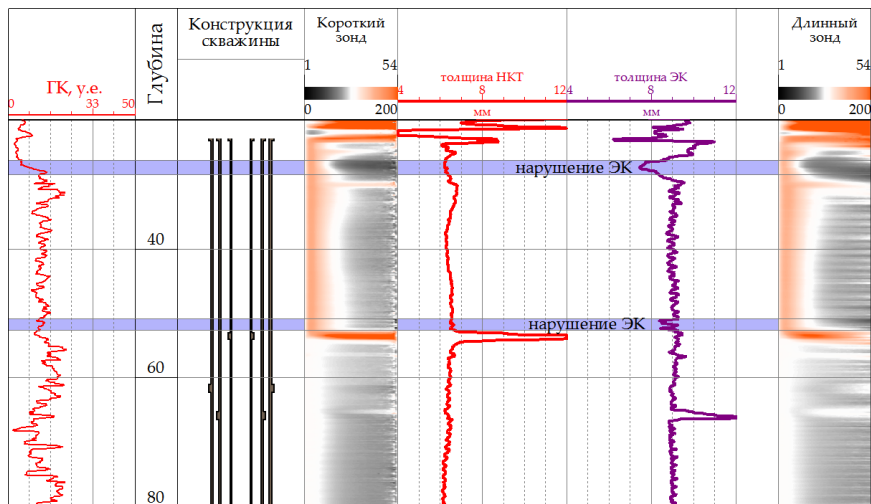
Рис. 1 Пример выделения коррозии НКТ

Наличие аномалии в виде провала на ближних временах и отсутствие ее на дальних позволяет уверенно соотнести аномалию с коррозионным повреждением ближнего барьера, а именно – насосно-компрессорной трубы. Данные термометрии сквозное нарушение пока не подтверждают, но коррозия явно имеется, и при отсутствии ремонта негерметичность или обрыв НКТ не заставят себя долго ждать.

На рис. 2 приведен пример интерпретации магнитно-импульсной дефектоскопии. Скважина работает, исследования проведены в НКТ. Первичные данные при помощи соответствующих методик очищены от шумов, пересчитаны и представлены в виде дефектограмм ближнего и дальнего зондов. При данной цветовой схеме потемнение отражает недостаток металла в конструкции. На этих дефектограммах достаточно четко видно следующее: верхнее нарушение прослеживается на средних поздних временах, поэтому относится к эксплуатационной колонне; прослеживается на обоих зондах (длинном и коротком), следовательно, нарушение сильное – сквозное. Требуется ремонт колонны. Нижнее нарушение также отмечается на поздних временах, но на коротком зонде не прослеживается, т.о.

можно предположить, что оно пока не сквозное. Расчетные толщины колонн подтверждают эту гипотезу.

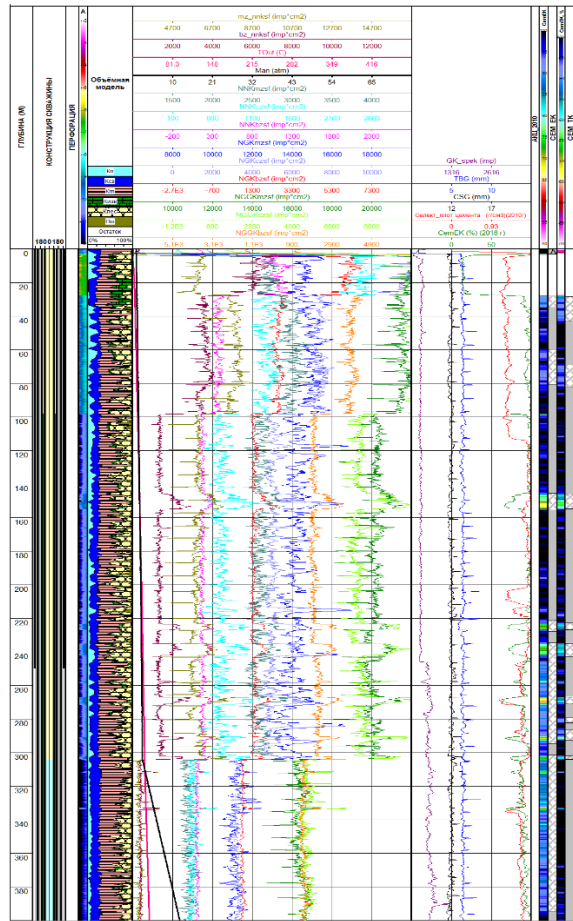
Рис. 2. Пример выделения нарушения эксплуатационной колонны при наличии НКТ



На рис. 3 представлен пример расчета заполнения заколонного пространства цементным камнем с использованием параметров НГГК, так же показана корреляция с методом СГДТ и расчетным параметром заполнения цементом за эксплуатационной колонной. АКЦ и СГДТ проводились в 2010 г., скважина закрывалась на ремонт, измерения аппаратурой ОТСК-ОСЗП проводились в 2016 г. По данным АКЦ сцепление отсутствует в интервале 0-400 м, по данным СГДТ уменьшение плотности наблюдается в интервале 0-115 м и 245-400м, по расчетному параметру НГГК плохое заполнение заколонного пространства цементным камнем наблюдается в интервале 0-28 м и 245-400 м, как видно из рисунка, данные трех методов не противоречат друг другу.

На рис. 4 показан пример использования Кг по ближней и средней зонам для оценки степени заполнения заколонного пространства цементным камнем (увеличение показаний Кг малого и среднего зонда до 100% в интервале 4-12 м свидетельствует об отсутствии или

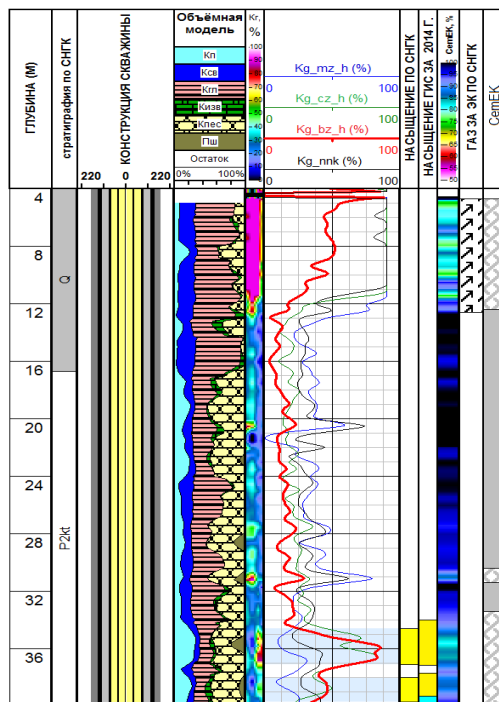
плохом заполнении заколонного пространства цементом, образованная полость заполнена газом или воздухом).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

[Symbol] неопределен [Symbol] конструк_элемент_колонны
 Контакт цемент-колонна:
 [Symbol] отсутствует [Symbol] плохой [Symbol] частичный [Symbol] хороший
 Заполнение межколонного пространства цементным камнем:
 [Symbol] отсутствует [Symbol] неполное [Symbol] полное

Рис.3. Сопоставление данных АКЦ, СГДТ и СНГК-Ш.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

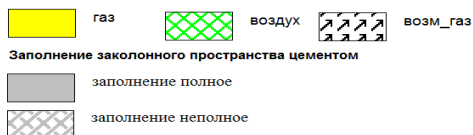


Рис. 4. Выделение неполного заполнения цементным камнем заколонного пространства по Кг.

Литература:1. Потапов А. П., Кнеллер Л. Е., Даниленко В. В. Современное состояние электромагнитной дефектоскопии колонн нефтегазовых скважин. // НТВ "Каротажник". – Тверь: АИС, 2008. – Вып.2(167). – С.80-101.

2. Контроль и мониторинг добычи газа комплексом методов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и поточной влагометрии. / В. И., Борисов Л. К. Борисова, В. Н. Даниленко, О. И. Курбатова, М. М. Шапченко, Т. А. Шапченко // «Геонауки – от новых идей к новым открытиям».

МОЛОДЕЖНАЯ СЕКЦИЯ

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОЦЕССОВ В ПЛАСТЕ ПРИ ОТБОРЕ И ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТИ

Исламов Д. Ф. (аспирант БашГУ)

Работа посвящена изучению закономерностей пространственно-временного распределения температурного поля в пласте на основе численного моделирования однофазной фильтрации жидкости в пористой среде с учетом конвективного и кондуктивного теплопереноса, баротермического эффекта и теплообмена с окружающими пласт непроницаемыми горными породами [6]. Актуальность исследований вызвана потребностями практического использования термогидродинамических симуляторов для решения геофизических задач на производстве

В данной работе предлагается математическая модель тепломассопереноса в пористом, неоднородном по проницаемости пласте при фильтрации жидкости вокруг вертикальной скважины. Модель может использоваться в симуляторах для расчета температурного поля в добывающих и нагнетательных скважинах [2,3].

Допущения:

Однофазная фильтрация в пласте
пласт полностью вскрытый, фильтрация одномерная
в пласте конвективный и кондуктивный теплоперенос,
баротермический эффект
скорость фильтрации по линейному закону Дарси
распределение давления в пласте квазистационарное
в пласте теплопроводность и по r и по z
температура считается и в пласте, и в породах
учитывается зависимость проницаемости от r и z
в горной породе вне пласта кондуктивный теплоперенос по r и по z

Математическая постановка:

Моделируемый пласт состоит из n пропластков. Каждый пропласток имеет свои индивидуальные параметры.

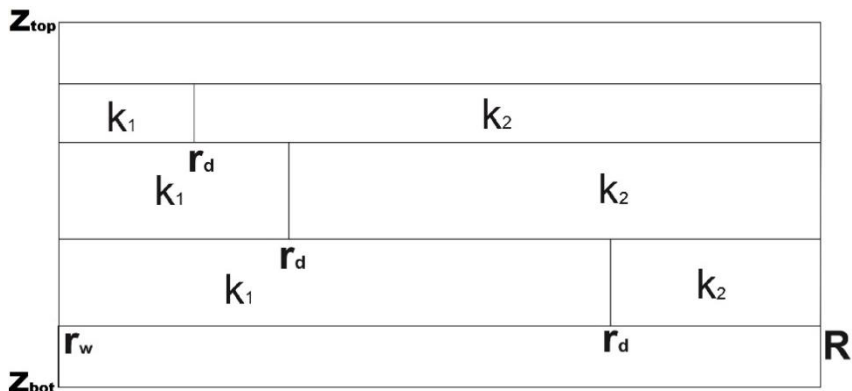


Рис. 1. Пример модели пласта, состоящего из трех пропластков

k_1 , k_2 – проницаемости ближней и дальней зон пропластков моделируемого пласта, m^2 ; r_w – радиус скважины, м; r_d – радиус нарушенной зоны пропластка, м; R – радиус контура питания, м; z_{top} , z_{bot} – кровля и подошва моделируемой области, м.

Изменение температуры в пласте описывается следующим уравнением [7]:

$$C_{res}(z) \frac{\partial T}{\partial t} + C_f(z)v(r, z) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda(r, z)r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(r, z) \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \Phi(r, z) \quad (1)$$

где $\Phi(r, z)$ – источниковое слагаемое.

$$\Phi(r, z) = -C_f(z)v(r, z)\varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f(z)\eta \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

Здесь C_{res} , C_f – объемные теплоемкости пласта и флюида, Дж/($m^3 \cdot K$); T – температура, К; r – радиальная координата, расстояние от оси скважины, м; z – вертикальная координата, м; t – время, с; v – скорость фильтрации флюида, м/с; λ – теплопроводность, Вт/($m \cdot K$); ε , η – коэффициент Джоуля-Томсона и адиабатический коэффициент для флюида, К/Па; φ – пористость, д. ед.; p – давление в пласте, Па.

Вне пласта, в непроницаемых породах скорость фильтрации принимается равной нулю.

Температура на внешней границе совпадает с начальной температурой в области моделирования и поддерживается постоянной.

$$T(R, z, t) = T(r, z, 0) = T_{res}^0 \quad (3)$$

T_{res}^0 – начальная температура в пласте, К.

Граничное условие на стенке скважины ($r=r_w$):

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} |_{r=r_w} = \alpha (T_w(t) - T |_{r=r_w}) \quad (4)$$

Здесь T_w – средняя по сечению ствола скважины температура, К; α – коэффициент теплопередачи через стенку скважины и цементное кольцо, Вт/(м²·К).

Для описания квазистационарного поля давления в пласте воспользуемся следующей формулой [1]:

$$p_w(t) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_1(z)} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right), r \leq r_d(z)$$

$$p_w(t) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_1(z)} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) + \frac{Q(z)}{2\pi\sigma_2(z)} \ln\left(\frac{r}{r_d}\right), r > r_d(z) \quad (5)$$

$$p(r, z) = \{$$

где p_w – давление в скважине, Па; Q – дебит пропластка, м³/сут, σ_1 , σ_2 – гидропроводность ближней и дальней зон пропластка, м³/(Па·с).

Забойное давление в скважине связано с дебитом пласта формулой

$$p_w(t) = P_{res} - \frac{Q_0(t)}{K} \quad (6)$$

Здесь P_{res} – пластовое давление, Па; Q_0 – дебит жидкости из пласта, м³/сут; K – продуктивность пласта, м³/(с·Па).

Продуктивность слоистого пласта вычисляется по формуле [1]:

$$K = 2\pi \sum_{i=1}^n \frac{\sigma_i(z)}{\ln\left(\frac{R}{r_w}\right) + s_{di}(z)} \quad (7)$$

Здесь n – это число пропластков, $\sigma_i(z) = \sigma_{2i}(z)$ – гидропроводность i -го пропластка, $s_{di}(z)$ – скин-фактор i -го пропластка.

Скин-фактор i -го пропластка обусловлен только изменением проницаемости в прискважинной зоне:

$$s_{d_i}(z) = \left(\frac{k_{2i}}{k_{1i}} - 1 \right) \ln \frac{r_{d_i}}{r_w} \quad (8)$$

Решение

Задача (1) решалась численно, методом конечных разностей. Дискретизация уравнений осуществлена методом контрольного объема [5]. Сетка в радиальном направлении неравномерная, а в направлении вертикальной координаты z равномерная.

Тестирование

Корректность численного решения проверена путем сравнения с известными аналитическими решениями [4,7], а также путем сравнения с результатами моделирования в специализированном программном пакете. Среднее квадратичное отклонение численного решения от аналитических не превысило 0.01 К.

Разработанная модель, в отличие от известных, позволяет моделировать случаи длительного восстановления температуры в оставленных добывающих или нагнетательных скважинах. Методика исследования в остановленных скважинах активно используется на практике с целью определения интервалов поглощения и заколонных движений жидкости.

Выводы:

Решена задача о температурном поле при фильтрации в пласте с учетом конвективного и кондуктивного теплопереноса, баротермического эффекта и теплообмена с окружающими пласт непроницаемыми горными породами.

Корректность расчетов проверена путем сравнения с известными аналитическими решениями.

Разработанную модель можно использовать для расчета длительного восстановления температуры в скважине и для решения обратной задачи об определении параметров пласта по изменению температуры в скважине и с учетом истории изменения дебита.

Литература

Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. - 416 с.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А., Шарафутдинов Р.Ф., Шако В.В., Сидорова М.В., Крючатов Д.Н. Количественная интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов // Доклад SPE-171233, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE по разведке и добыче. 14-16 октября. – 2014. – Москва. – Россия.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М.В., Котляр Л.А. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора // Доклад SPE-176589, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 26-28 октября. – 2015. – Москва. – Россия.

Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука, 1964. - 488 с.

Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. – М.: Издательство МЭИ, 2003. - 312 с.

Рамазанов А.Ш. Теоретические основы термогидродинамических методов исследования нефтяных пластов: Дис. докт. техн. наук. - Уфа, 2004. – 269 с.

Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. - 238 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

*Файзуллин Наиль Фанзилевич, аспирант кафедры геофизики
(Совавторы: д.т.н., проф. Рамазанов А.Ш.) Башкирский
государственный университет Россия,
Республика Башкортостан, г. Уфа.*

Технологический режим работы газовой скважины определяется термодинамическими условиями фильтрации газа в пласте и условиями движения газа в скважине при теплообмене с окружающими горными породами. При этом условия теплопереноса при фильтрации газа в пласте и движении потока газа по скважине различны, однако их параметры определяются аналогичными термодинамическими процессами: дроссельным и адиабатическими эффектами, конвективным и кондуктивным переносом тепла.

Для адекватного описания процесса неизотермического течения газа в последнее время нашли применение численные методы интегрирования дифференциальных уравнений движения газа и сохранения энергии, т.к. аналитические решения этих уравнений можно получить только после принятия существенно упрощающих допущений.

Постановка задачи:

Для моделирования термогидродинамических процессов, происходящих в скважине произвольной формы и с произвольным числом интервалов перфорации, решается следующая система уравнений неизотермического установившегося течения газа в скважине, течение однофазное (фазовые переходы отсутствуют), изменением значения величин по поперечному сечению скважины пренебрегаем, в пределах интервала перфорации задаются объемный дебит и температура поступающего газа.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\rho v)}{\partial l} = \frac{2q_I \rho_I}{S} \\ \frac{-\partial p}{\partial l} = \rho g \cos \theta + \frac{d(\rho v^2)}{dl} + \lambda \left(\frac{v}{D} \right) \cdot \frac{\rho v^2}{2D} \\ \frac{-\partial T}{\partial l} = \varepsilon \frac{\partial p}{\partial l} + \frac{\rho_I q_I}{S \rho v} (T_I - T) + \frac{\alpha}{R \rho v c_p} (T_g - T) + \frac{g \cos \theta}{c_p} \end{array} \right.$$

где ρ – плотность газа в скважине, кг/м³, v – средняя скорость течения газа по трубе, м/с, l – расстояние от забоя по стволу скважины, м, ρ_I – плотность газа, втекающего в скважину, кг/м³, q_I – удельный дебит притекающего газа, м²/с, S – площадь поперечного сечения скважины, м², p – давление в скважине, Па, ϑ – угол наклона участка скважины от вертикали, град., $\lambda(Re)$ – слагаемое, учитывающее потери давления на трение, Па/м, D – гидравлический диаметр области течения, м, μ – вязкость газа, Па·с, λ – теплопроводность газа, Вт/(м·К), T – температура, К, α – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К), R – радиус скважины, м, T_g – температура горных пород, К.

Здесь первое уравнение описывает баланс масс, второе уравнение является законом распределения давления, третье – уравнением баланса энергии. К ним добавляется уравнение состояния газа и корреляционные соотношения для $\varepsilon(p, T)$, $\mu(p, T)$, $\lambda(p, T)$, $c_p(p, T)$, $\rho(p, T)$. На забое скважины задаются давление и температура. Начальное распределение температуры подчиняется геотермическому распределению. Нелинейная система уравнений решается относительно p и T . В докладе обсуждаются алгоритм численного решения и результаты исследования модели.

Литература

Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А./ Башгосуниверситет; Шако В.В., Пименов В.П./ Московский научный центр Шлюмберже, SPE; Федоров В.Н., Белов К.В./ Сургутнефтегаз: «Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы», SPE 136256, доклад 2010 Российской нефтегазовой технической конференции и выставки, Москва, 26-28 октября 2010.

Sui W. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements: PhD dissertation, Texas A&M University, 2009.

Садретдинов А.А. Неизотермическая фильтрация сжимаемого флюида в системе скважина-пласт: дис. канд. физ.-мат. наук. БашГУ, Уфа, 2012.

Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.

Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995.

Способ расчета динамической вязкости газов в широком диапазоне давлений / Глумов Д.Н., Стрекалов А.В. // Тюменский государственный университет, кафедра РЭНМ, г. Тюмень. «Нефтегазовое дело», 2011, №1.

Васильев Г.Г. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах. Учебное пособие, 2007 – 1216 стр.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Акчурин Руслан, аспирант кафедры геофизики

(Соавторы: д.т.н., проф. Айрат Рамазанов)

Башкирский государственный университет, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.

Одним из эффективных методов исследования Земли и решения практических задач геофизики является термометрия. Для наиболее эффективного использования термометрии необходимо знание параметров естественного геотермического поля Земли. Бурение искажает геотермическое поле и для восстановления естественного теплового поля Земли необходима длительная выстойка скважины в покое перед измерением температуры, что является неприемлемым для практики разработки нефтяных месторождений.

Сложность состоит в определении параметров геотермического поля для переходных процессов, в частности в процессе восстановления температурного равновесия в горных породах после бурения. Однако, исследования показывают, что ранние оценки естественной температуры пород часто бывают неточными и пластовая температура может быть значительно недооценена. Представленная работа направлена на разработку модели, описывающей распределение температуры в скважине и горных породах в процессе бурения и при выстойке с учетом тепловых свойств горных пород и режима бурения. Разработанная модель позволит в дальнейшем на основе решения обратной задачи определить естественную температуру горных пород.

Для моделирования примем следующие предположения: известны тепловые свойства разреза. Разбуриваемая среда однородная по r . Учитывается слоистость горных пород. Тепловые свойства, такие как теплоемкость c , теплопроводность λ , плотность ρ бурового раствора будем считать постоянными в пределах одного слоя. Скорость бурового раствора в скважине постоянна.

Постановка задачи:

Распределение температуры в скважине и пласте при бурении описывается следующими уравнениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial z} + h_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] = -S_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial t} \\ Q_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial z} + h_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] + h_a [T_f(r_b, z, t) - T_a(z, t)] = S_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial t} \\ \frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial t} = \alpha \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial r} \right) \end{array} \right. \quad (1)$$

$$t > 0, \quad 0 < z < Z(t)$$

где z – расстояние вдоль скважины; r – расстояние вдоль пласта; t – время; T_d – температура бурового раствора внутри буровой трубы; T_a – температура бурового раствора в затрубном пространстве; T_f – температура пласта; α – температуропроводность пласта; h_d – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в буровой трубе и потоком в затрубном пространстве; h_a – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в затрубном пространстве и породой; ρ_m – плотность бурового раствора; c_m – теплоемкость бурового раствора; S_d , S_a – площадь поперечного сечения буровой трубы и затрубного пространства; u_d , u_a – скорость бурового раствора в буровой трубе и затрубном пространстве.

Первое и второе уравнения системы (1) описывают распределение температуры в буровой трубе и затрубном пространстве, третье уравнение описывает процесс переноса тепла в горных породах. Теплообмен между буровым раствором и горными породами описывается законом Ньютона-Рихмана.

Литература

Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. –М.: Энергия, 1977.– 344 с.

Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. –М.: Недра, 1965.– 238 с.

Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. Thermal History Reconstruction and Estimation of Formation Temperature Using Wireline Formation Tester Measurements. –SPE 92263, 2005.

Zazovsky A., Haddad S. and Tertychnyi V. A Method for Formation Temperature Estimation Using Wireline Formation Tester Measurements. –SPE 92262, 2005.

Kutasov I. M. Applied Geothermics for Petroleum Engineers.

–Developments in Petroleum Science, vol.48, Elsevier, 1999.– P. 360.

**К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ
СОСТОЯНИЯ ТРЕЩИНЫ ГРП**

А.М. Шарипов

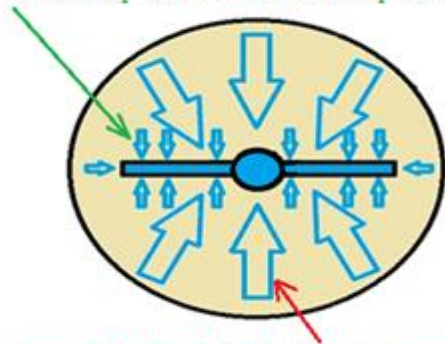
(ФГБОУ ВПО Башкирский Государственный Университет)

В настоящее время известно много методик для контроля качества проведения ГРП [1,2]. 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 является актуальным повышение информативности более простых и дешевых методик.

Моя работа посвящена численному моделированию тепло-массо переноса в пласте с наличием трещины ГРП. Результаты моделирования могут быть полезны для повышения информативности термогидродинамических исследований в процессе и после ГРП.

Как известно в пласте с наличием трещины ГРП существуют различные режимы течения [3]: около трещины наблюдается линейный режим течения, по мере удаления от трещины режим течения переходит в псевдорadiaльный и вдали от трещины наблюдается радиальный режим течения (рис. 1). Чтобы учесть различные виды потоков, используются различные расчетные сетки (рис. 2): радиальная сетка для моделирования пласта и линейная для моделирования трещины.

линейный режим течения около трещины



радиальный режим течения вдали от трещины

Рис. 1. Режимы течения

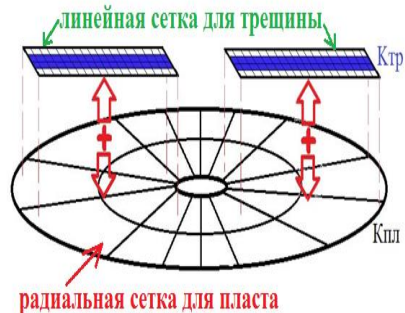


Рис. 2. Совмещение различных расчетных сеток

Закон сохранения массы для пласта (радиальная сетка) в случае стационарного поля давления можно записать следующим образом:

$$m \frac{\partial(\rho_n S_n)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\rho_n r \frac{k \cdot k_n(S_n)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left[\rho_n \frac{k \cdot k_n(S_n)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial \varphi} \right] + J$$

где ρ_n - плотность нефти, S_n - насыщенность, k - проницаемость пласта, $k_n(S_n)$ - фазовая проницаемость, μ_n - вязкость нефти, J - источниковое слагаемое, характеризующее поток массы из пласта в трещину.

Закон сохранения массы для трещины (линейная сетка) в случае стационарного поля давления можно записать следующим образом:

$$m \frac{\partial(\rho_n S_n)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho_n \frac{k \cdot k_n(S_n)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\rho_n \frac{k \cdot k_n(S_n)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial y} \right]$$

Сначала решается закон сохранения массы для пласта. Задаются давление и насыщенность на радиусе контура питания, на границе со скважиной задается забойное давление, в пласте задаются начальные значения давления и насыщенности. Затем полученные значения

интерполируются на линейную сетку. С помощью метода итераций подбирается значение источникового слагаемого, которое удовлетворяет обоим решениям: для линейной и радиальной сетки.

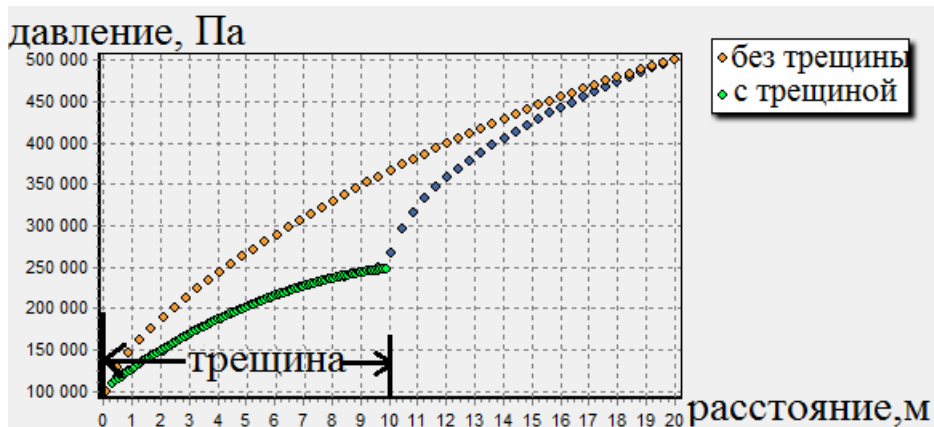


Рис. 3. Сравнение поля давления с трещиной и без трещины

На рисунке 3 показано сравнение результатов расчета поля давления в пласте с наличием трещины ГРП и без трещины. Из рисунка видно, что наибольшее значение градиента давления наблюдается от границы пласта до трещины.

Литература:

C. L. Cipolla, C. A. Wright. Diagnostic techniques to understand hydraulic fracturing: What? Why? And How? SPE 59735

В. В. Кокурина, М. И. Кременецкий, В. М. Кричевский. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 5 (227). С 76-101.

А. Ш. Рамазанов, А. М. Шарипов, В. М. Нагимов. Аналитические модели для диагностики гидроразрыва пласта по данным термогидродинамических исследований // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 9 (243). С 77-82.

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАНАЛОВ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ФЛЮИДА НА ОСНОВЕ АКТИВНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ

*Канафин Ильдар, аспирант кафедры геофизики (научный
руководитель: профессор Шарафутдинов Р.Ф.)*

ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа

Одной из важнейших задач при разработке нефтяных и газовых месторождений должен быть экологический мониторинг, заключающийся в контроле за техническим состоянием скважины. В данный перечень можно отнести выделение заколонных циркуляций флюида (ЗКЦ). Наиболее эффективным методом определения ЗКЦ является термометрия. Но в ряде случаев решение указанной задачи методом традиционной термометрии затруднено, в частности при выделении ЗКЦ «сверху». В связи с этим разработка новых методов определения каналов заколонного перетока весьма актуальна.

Одним из перспективных направлений развития скважинной термометрии является использование искусственных тепловых полей (метод активной термометрии), заключающийся в исследовании формирования теплового поля, создаваемого искусственным источником тепла, например, при индукционном воздействии [1, 2].

Для изучения влияния канала перетока на азимутальное распределение температуры необходимо провести исследование тепловых полей, формирующихся в стволе скважины при нагреве обсадной колонны при наличии канала перетока [3].

На кафедре геофизики БашГУ была разработана экспериментальная установка – модель скважины [4], позволяющая имитировать заколонные перетоки (рис.1). Модель представляет собой стальную трубу (1) внутренним диаметром 150мм, толщиной стенки 4,5мм и высотой 2200 мм.

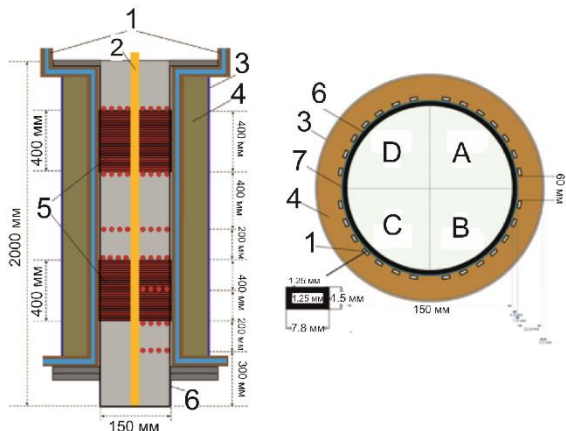


Рис.1. Вертикальный и горизонтальный разрезы модели

(шифр: 1 – медные плоские трубки, 2 – температурный зонд, 3 – полиэтиленовая пленка, 4 – имитация породы, 5 – нагреватель, 6 – стальная колонна, 7 – электроизолятор).

Для регистрации температуры в модели был разработан многодатчиковый температурный зонд, состоящий из 12 распределенных по радиусу датчиков температуры (рис.2). Зонд позволяет в 12-ти точках контролировать температуру внутренней стенки скважины.

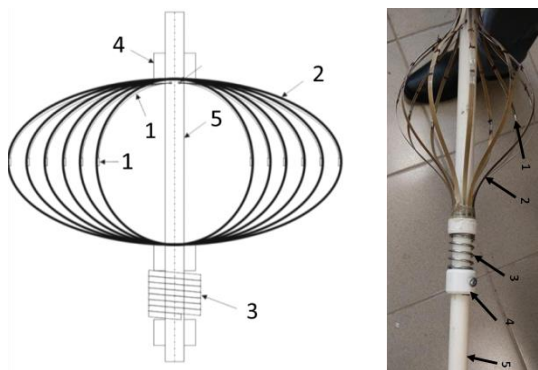


Рис.2. Азимутальный температурный зонд

(шифр: 1 – термопара, 2 – центратор, 3 – пружина, 4 – фиксатор, 5 – полипропиленовая трубка, 6 – аэратор).

На рис.3 приведены результаты одного из проведенных экспериментов. Заколонный переток приурочен к секторам А и В. Производился нагрев нижним индуктором мощностью 500 Вт в течение 20 мин. Регистрация температуры осуществлялась на уровне 1,5 м от основания модели (на 60 см выше кровли индуктора).

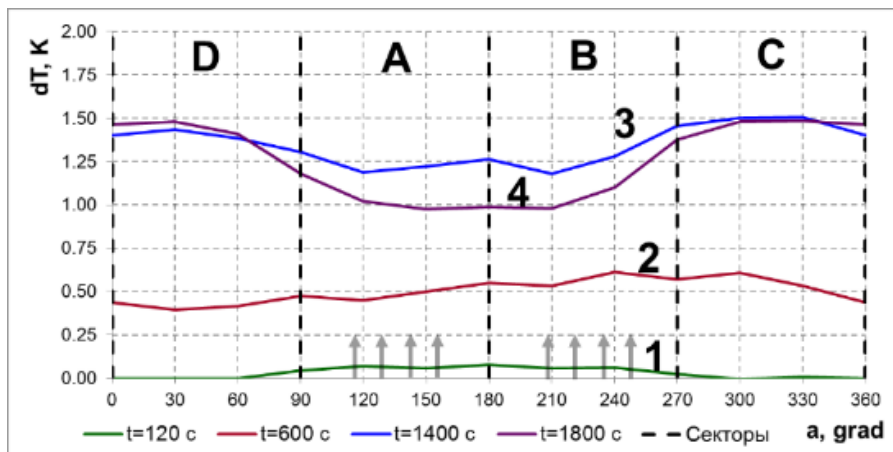


Рис.3. Азимутальное распределение избыточной температуры внутренней стенки стальной трубы на уровне 1,5 м (шифр: 1–120 с, 2–600 с, 3–1400 с, 4–1800 с).

Из рис.3 видно, что в процессе нагрева колонны в начальный момент времени наблюдается вынос тепла по каналам сектора заколонного перетока (кривая 1). В среднем через 10 минут нагрева наблюдается активное включение конвекции, которая выравнивает тепловое поле в секторах с перетоком и без перетока (кривая 2). После отключения нагревателя в секторах с перетоком температура становится ниже, чем в секторах без перетока (кривые 3 и 4).

В результате проведенных на установке экспериментов было выявлено, что: для определения канала заколонного перетока необходимо обеспечить тепловой контакт датчиков температуры с трубой; для определения канала заколонного перетока наиболее благоприятны замеры после отключения нагревателя; для уменьшения влияния тепловой конвекции желательна теплоизоляция датчиков температуры от жидкости в стволе скважины; время вступления конвекции после начала нагрева и время затухания конвекции после прекращения нагрева практически совпадают с разницей в несколько

секунд. Например, при мощности индуктора 1000 Вт это время составляет примерно 310 с.

Литература

1. Федотов В.Я., Закиров М.Ф. Применение индукционных нагревателей при исследовании скважин // Тезисы докладов конференции, XXII Международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии-2014». – Уфа. 2014.С.69-71.

2. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Закиров М.Ф., Федотов В.Я. К вопросу диагностики заколонного перетока снизу методом активной термометрии // Сборник статей конференции «PERSPECTIVE INNOVATIONS IN SCIENCE, EDUCATION, PRODUCTION AND TRANSPORT '2013». – Одесса. 2013.

3. Патент №2194160, Способ активной термометрии действующих скважин. Авт. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш., Дрягин В.В., Адиев Я.Р., Шилов А.А. 2002 г.

4. Канафин И.В. Экспериментальное изучение теплового поля при заколонном перетоке флюида при нагреве эксплуатационной колонны // Тезисы в сборнике двадцать первой Всероссийской научной конференции студентов-физиков и молодых учёных. – Омск. 2015. С. 431-432.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Анализ геофизического рынка.....5

Российский геофизический рынок на пути консолидации и импортовытеснения. *Лаптев В.В. Первый вице-президент ЕАГО, Промышленный кластер «Квант», (Уфа).....6*

РАЗДЕЛ 1.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГЕОЛОГИИ И БУРЕНИЯ.....9

Инновационные технологии для решения задач нефтегазовой отрасли.

Перелыгин В.Т., Даниленко В.Н., Кнеллер Л.Е., Чупров В.П. Ханнанов А.М., ОАО НПП «ВНИИГИС», (г.Октябрьский).....10

Аппаратура и оборудование для нефтегазовой геофизики.

Зверев В. И. ФГУП «ВНИИА» (Москва).....16

Новые аппаратурно-методические средства проведения геохимических исследований в процессе бурения.

Лузуманов М.Г., Махматов Ш.Я., Сидорович С.Н., ООО«Геотехсервис», (г.Уфа).....18

Новые технологии в проведении каротажных исследований

Мецлер С.В., ООО«Нов Тек.Новые технологии».....21

ГИС залежей с трудно извлекаемыми запасами (ТРИЗ).....26

Попластовая оценка скважины методом многоэлектродного бокового каротажа. *Салахов Т. Р., Клименко В. А. Юлмухаметов К.Р.*

(ОАО НПФ «Геофизика», (г.Уфа).....27

Некоторые особенности конструирования комплексных скважинных приборов для геофизических исследований в нефтяных и газовых скважин. Приборы разработанные в ООО НПО «Геопром».

Киселев А.В. , ООО НПО «Геопром», г.Уфа.....31

| | |
|---|-----------|
| Исследование скважин акустическим сканером САС-90 совместно с электрическим имиджером star на месторождениях РБ. <i>А.С. Щербак, ОАО “Башнефтегеофизика”, В.М. Горохов, ОАО НПФ “Геофизика”, Уфа</i> | 38 |
| Новая улучшенная аппаратура индукционного каротажа <i>Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Пермьяков Г.С., Сакаев Р.Ш. (ООО НПФ “ГеоКИП”)</i> | 45 |
| Технология геофизического мониторинга текущей газо- и нефтенасыщенности коллекторов на основе радиального зондирования прискважинной зоны нейтронными методами каротажа <i>Судничникова Е.В. (ОАО НПФ «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский), Лысенков А.И. (ООО «ИНГТ», г. Москва)</i> | 47 |
| Развитие комплекса ядерно-физических методов каротажа нефтегазовых скважин <i>К.А. Машкин, А.Г.Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов, П.А. Сафонов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев (ОАО НПФ «ВНИИГИС», ООО НПФ «ИНГЕО», г. Октябрьский, Башкортостан, Россия)</i> | 55 |
| Исследования в процессе бурения (MWD, LWD и др.) | 61 |
| Опыт технико-технологического и телеметрического сопровождения процесса бурения ОАО «Башнефтегеофизика» <i>А.А. Попов, М.М. Акбашев, И.И. Сарваев (ОАО «Башнефтегеофизика» Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения Дирекции промысловой геофизики, г. Уфа, Башкортостан, Россия)</i> | 62 |
| Геофизические исследования в инновационной системе моделирования месторождения в процессе строительства скважины <i>Тихоцкий С. А. Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН, Кузнецов И. В. ООО НПО «Союзнефтегазсервис», Пасечник М. П. ООО НПО «Союзнефтегазсервис» (Москва)</i> | 66 |

Новые технологии и аппаратурно-методические средства проведения ГТИ в процессе бурения скважин
Лузуманов М.Г. ООО «Геотехсервис», Махмутов Ш.Я.
ООО «Геотехсервис», Сидорович С.Н. ООО «Геотехсервис».....69

Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин.....71

Концепция создания федерального центра метрологии и сертификации в области геофизики
Лобанков В.М., УГНТУ (г. Уфа).....72

Эталоны для геофизической техники и компетентность компании при оказании геофизических измерительных услуг
В.М. Лобанков, Л.Р. Ахметова, Н.М. Мамонтов (УГНТУ)
В.Д. Святохин, З.Г. Гарейшин,
Р.В. Яхин (ГУП ЦМИ «Урал-Гео»), Уфа.....76

Особенности количественных измерений расходных параметров многофазного потока в действующих скважинах
*Яруллин А.Р. * Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Гаязов М.С.*
БГУ, ООО НПФ «ГеоТЭК», Уфа.....82

Метрологическое обеспечение малогабаритной комплексной аппаратуры ядерного каротажа КСПРК-Ш-48
Кондрашов А.В., Мишанов М.М., Камильянов А.О., Миннуллин И.З.
(ОАО НПФ «ВНИИГИС, г. Октябрьский, РБ).....84

РАЗДЕЛ №2.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ И РЕМОНТА СКВАЖИН.....88

Интенсификация добычи.....89

Современные предложения группы фид по обеспечению развития приоритетных технологий российского рынка нефтегазового сервиса.
Член совета Группы ФИД Грибановский Д.Н.90

| | |
|--|------------|
| Опыт применения технологий ГНКТ ЗАО «Бвт-Восток» по геофизическим исследованиям горизонтальных скважин. <i>Новичков А.В. ЗАО «БВТ-Восток», (г.Красноярск).....</i> | <i>92</i> |
| Вторичное вскрытие продуктивных пластов на депрессии со спуском перфораторов под глубинный насос <i>Черных И. А.,(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).....</i> | <i>94</i> |
| Микросейсмический мониторинг развития зон трещиноватости при гидроразрыве пласта <i>Дягилев Р. А.(Горный институт УрО РАН, ПГНИУ), Шумилов А. В.(ПАО «Пермнефтегеофизика», ПГНИУ).....</i> | <i>97</i> |
| Опыт использования петрофизического моделирования при интерпретации геофизических материалов скважин подземных хранилищ газа <i>Я.С. Гайфуллин, Л.Е. Кнеллер, Р.А. Шайхутдинова, (ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС» г. Октябрьский, Башкортостан, Россия).....</i> | <i>101</i> |
| Аппаратурно-методический комплекс гидродинамического каротажа и опробования пластов <i>А.А. Шакиров, А.П. Шараев (ОАО НПП «ВНИИГИС», г.Октябрьский, Башкортостан, Россия).....</i> | <i>107</i> |
| Перспектива использования технологии звукового энергетического воздействия для добычи трудноизвлекаемых нефтей <i>Александров В.А., Новопольцев В.С., Назарова В.А. АО «Научно-исследовательский институт «Бриз», г. Санкт-Петербург.....</i> | <i>110</i> |
| Контроль технического состояния скважин..... | 111 |
| Результаты опробования на скважинах модуля мультипольного акустического каротажа МАК-МП и модуля двухчастотного интегрально-сканирующего акустического цементомера МАК-100СК <i>Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Безруков Е.В., Амиров К.М. ОАО НПФ «Геофизика».....</i> | <i>112</i> |

Геофизический мониторинг работающих газовых скважин по состоянию обсадных колонн и степени заполнения заколонного пространства цементным камнем
Габбасова А.О., Куйбышев Р.Р., Суслин С.А.(ЗАО НПФ «ГИТАС», ОАО НПП «ВНИИГИС», г.Октябрьский, РБ).....118

МОЛОДЕЖНАЯ СЕКЦИЯ.....126

Математическое моделирование температурных процессов в пласте при отборе и закачке жидкости
Исламов Д.Ф. (аспирант БашГУ).....127

Моделирование распределения давления и температуры в газовых скважинах
Файзуллин Наиль Фанзилович, аспирант кафедры геофизики (Соавторы: д.т.н., проф. Рамазанов А.Ш.) Башкирский государственный университет Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.....132

Моделирование распределения температуры в горных породах при бурении скважины
Акчурин Руслан, аспирант кафедры геофизики (Соавторы: д.т.н., проф. Айрат Рамазанов) Башкирский государственный университет, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа.....133

К вопросу применения термометрии для диагностики состояния трещины ГРП
А.М. Шарипов (ФГБОУ ВПО Башкирский Государственный Университет).....138

К вопросу определения каналов заколонной циркуляции флюида на основе активной термометрии
Канафин Ильдар, аспирант кафедры геофизики (научный руководитель: профессор Шарафутдинов Р.Ф.) ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа.....141

XXII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВЫЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции в рамках XXIV Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2016».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2016. с.150, ил.30, табл. 6

ISBN 978-5-9908252-0-8

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.nov-tek.com

Подписано в печать 16.05.2016г.

Формат 60x84¹/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Calibri.

Тираж 200 экз. Заказ №16/05-16. Печать методом ризографии.

Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне АмегаПРИНТ

г. Уфа, 8 Марта, 32/1