

Производственный опыт

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, Д. В. Белоконь,
В. А. Пантюхин, В. М. Теленков*

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК ООО “НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА” И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Перечислены разработки ООО “Нефтегазгеофизика” в области технологии и техники геофизических исследований скважин. Приведены примеры успешного использования этих разработок.

Ключевые слова: ООО “Нефтегазгеофизика”, скважины, аппаратурно-программные комплексы, разработки, результаты.

Возрастающие требования к детальности разведки новых месторождений и поддержанию уровня добычи углеводородного сырья на действующих месторождениях диктуют необходимость существенного развития и создания новых технологий геофизических исследований скважин (ГИС), обеспечивающих получение достоверной и качественной геолого-геофизической информации при одновременном снижении затрат на строительство скважин. ООО “Нефтегазгеофизика” ориентировано на решение этих задач и предлагает на рынке геофизических услуг технологии, включающие аппаратуру, программные средства, метрологическое обеспечение, методические рекомендации по производству работ для получения качественных и достоверных материалов, а также методики интерпретации ГИС для различных горно-геологических условий.

Технология ГИС открытого ствола скважин кабельными приборами

Технология ориентирована на решение задач литологического расчленения разреза, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтегазонасыщенности в терригенных, эффузивных и карбонатных коллекторах в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. ГИС проводится, в основном, комплексом методов электрического, электромагнитного, гамма- и компенсированного нейтронного (по тепловым или надтепловым нейтронам) каротажей, гамма-гамма-плотностного, акустического каротажа, кавернометрией и инклинометрией. В процессе каротажа регистрируются также температура и давление в скважине, натяжение геофизического кабеля, осуществляется контроль напряжения питания и движения приборов при спуске прибора и записи информации.

При необходимости комплекс ГИС дополняется методами литоплотностного, кроссдипольного акустического, ядерно-магнитного каротажа в сильном магнитном поле, импульсного нейтронного, спектрометрического гамма- и спектрометрического нейтронного гамма-каротажей.

Для интерпретации геофизические параметры горных пород по каждому методу выдаются очищенными от геолого-технических условий измерений путем введения соответствующих поправок за условия измерений.

Комплексная многопараметровая интерпретация результатов ГИС осуществляется путем обоснования и создания петрофизических зависимостей для конкретных месторождений с учетом лабораторных исследований керна и установленных зависимостей ГИС–керна.

По результатам ГИС на основании построенных петрофизических зависимостей производятся литологическое расчленение разрезов, выделение коллекторов, распределение их по типам (поровые, кавернозные, трещинные, трещинно-кавернозные), определение коэффициентов общей и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности.

Характеристика комплекса кабельных приборов “Каскад”

Перечень методов ГИС, реализуемых комплексом приборов “Каскад”, приведен в табл. 1. В состав комплекса “Каскад” входят:

- комплекс скважинных приборов серии “Каскад”;
- наземный регистрирующий комплекс “Каскад”;
- программное обеспечение (ПО) регистрации и обработки данных;
- средства метрологического обеспечения и вспомогательное оборудование.

Отличительные особенности приборов “Каскад”:

- модульное исполнение с возможностью компоновки сборок с унифицированными электромеханическими соединениями;
- программная управляемость;
- оснащенность унифицированной телеметрией, работа с наземной лабораторией на общую шину в режиме запрос–ответ независимо от соседних модулей с использованием кода “Манчестер-2” (стандарт MIL-STD-1553 В);
- унифицированное электрическое питание всех приборов от сети 220 В, 50 Гц.

Таблица 1

Методы ГИС, реализуемые кабельными приборами “Каскад”

Методы каротажа	Модификации скважинных приборов
Электрический	БКЗ, БК-3, ПС, БКЗ, резистивиметр, 2БК (БК-7 + БК-9), 2БК (БК-3 + БК-5), ПС, МК, БМК
Электромагнитный индукционный	БИК (пятизондовый)
Радиоактивный	ГК, ГК + НГК, ГК + 2ННК-Т, ГК + 2ННК-НТ, 2ГК + 3ННК-Т, ГГК-П, ГГК-ЛП
Спектрометрический радиоактивный	СГК, СНГК
Импульсный нейтронный	ИННК, ИНГК
Акустический	АК (компенсированный), АКД (компенсированный с длинным зондом), АВАК (с монопольными и дипольными преобразователями)
Акустический телевизор	АСТ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-120, ЯМТК-145, ЯМТК-П
Кавернометрия	4-рычажный каверномер-профилемер
Инклинометрия	ИФМ

Все приборы оснащены специализированным программным обеспечением регистрации результатов измерений, теоретически и экспериментально определены палеточные зависимости, заложенные в программное обеспечение обработки результатов измерений.

Регистрируемые физические параметры горных пород и погрешности измерений по методам ГИС представлены в табл. 2.

Скважинные приборы выпускаются с различной термобаростойкостью, а именно: 120 °С, 80–100 МПа; 175 °С, 120–160 МПа; 200 °С, 140–160 МПа.

По спецзаказам изготавливаются приборы с термостойкостью 230–250 °С.

В зависимости от поставленных задач при проведении каротажных работ формируются различные сборки приборов, что значительно сокращает время на проведение исследований (рис. 1).

Таблица 2

Регистрируемые параметры и погрешности измерений

Метод	Параметр	Единица измерений	Диапазон измерений	Погрешность
КС, БКЗ	Кажущееся сопротивление (КС)	Ом · м	0,2–5000	2,5%
БКЗ/5	КС зондов БК-3 и БК-5	Ом · м	0,2–10000	2,5%
ИК	Кажущаяся проводимость	мСм/м	3–3000	3% ± 1 мСм/м
ГК	МЭД естественного гамма-излучения	мкР/ч	0–250	15%
СГК	Массовое содержание урана	10 ⁻⁴ %	0,5–200	10%
	Массовое содержание тория	10 ⁻⁴ %	0,5–200	10%
	Массовое содержание калия	%	0,1–20	0,3%
ННК	Кажущаяся водонасыщенная пористость (k_n)	%	1–40%	4,2 + 2,3(40/ k_n – 1), %
ГГК-П, ГГК-ЛП	Объемная плотность	г/см ³	1,7–3,0	1,2%
	Индекс фотоэлектрического поглощения	барн/электр	1–7	0,25
ИНК	Сечение захвата нейтронов	с. и.	3–30	2,5%
АК	Интервальное время Р-волны	мкс/м	120–660	5 мкс/м
	Интервальное время S-волны	мкс/м	180–1000	15 мкс/м
ЯМК	Эффективная пористость	%	1–40	1%

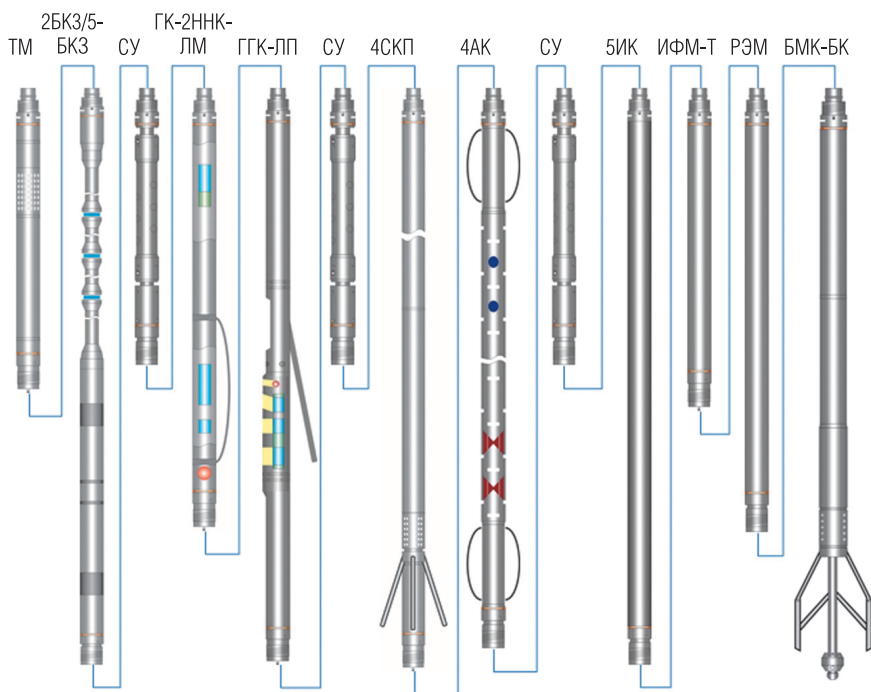


Рис. 1. Сборка приборов серии “Каскад”

Информация от скважинных приборов по геофизическому кабелю поступает на наземный каротажный регистратор “Каскад”. Выпускаются три типа регистраторов (рис. 2). Регистратор “Каскад” реализует компьютеризированную технологию ГИС, начиная от проведения метрологических работ и заканчивая обработкой каротажных материалов с целью получения оперативных заключений.

Функционально регистратор “Каскад” состоит из системы электропитания с гальванической развязкой, системы измерения глубины регистрирующего и управляющего блоков.

Программное обеспечение регистратора “Каскад” позволяет осуществить:

- тестирование самого регистратора и скважинных приборов;
- выполнение базовых и полевых калибровок;



Переносной

Лабораторный

Стойечный

Рис. 2. Варианты исполнения наземного каротажного регистратора “Каскад”

- установку необходимых режимов питания и настройку скважинных приборов;
- управление скважинными приборами при проведении ГИС и запись первичных данных на жесткий диск;
- просмотр, редактирование и выдачу материала каротажа на твердую копию.

Вся аппаратура обеспечена необходимыми методическими руководствами по технологии производства работ, оценке качества материалов и получению геофизических параметров.

Оценка качества и первичная обработка данных электрического, электромагнитного, радиоактивного и акустического каротажей с учетом влияния скважинных условий осуществляются комплексом программ LogPWin, который включен в состав регистратора.

Работы комплексом “Каскад” проводятся практически на всех крупных месторождениях нефти и газа России, стран СНГ. Комплекс более 10 лет полномасштабно эксплуатируется в Республике Вьетнам.

Исследования проводятся в карбонатных, терригенных и эффузивных коллекторах, в коллекторах с наличием солей галита и ангидрита в цементе и поровом пространстве.

В качестве примеров на рис. 3–5 приведены результаты исследований комплексом “Каскад” и интерпретация по разведочным скважинам в терригенных, карбонатных и эффузивных коллекторах.

Во всех случаях выделены проницаемые интервалы коллекторов, определены коэффициенты общей и эффективной пористости, проницаемость и нефтегазонасыщенность. Последующие испытания подтвердили результаты интерпретации.

Введение в комплекс метода ядерно-магнитного каротажа позволяет во всех типах исследованных коллекторов с высокой точностью однозначно оценивать коэффициенты проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Проведены опытно-методические работы по созданию технологии исследования эффузивных коллекторов. Технология включает в себя обоснование оптимального комплекса ГИС, создание петрофизических зависимостей и методики интерпретации полученных данных.

Имеющийся аппаратно-программный комплекс позволяет исследовать скважины с аномальными значениями температуры и давления полным стандартным комплексом ГИС по определению литологии исследуемой части разреза и определению ФЕС. Результаты исследований и интерпретация полученных данных приведены по скважине при забойном давлении 81 МПа и температуре 215 °С (рис. 6, 7).

По полученным данным проведено литологическое расчленение разреза и отмечены интервалы потенциальных коллекторов.

В породах карбонатных и терригенных коллекторов Восточной Сибири могут содержаться в твердом состоянии соли галита и ангидрита. Заполнение порового пространства коллекторов солями значительно снижает проницаемость, и в отдельных случаях коллекторы становятся непроницаемыми.

Для выделения подобных зон разрабатываются технологии количественного определения солей комплексом методов литоплотностного, акустического, нейтронного по тепловым и надтепловым нейтронам, импульсного нейтронного и спектрометрического нейтронного каротажей. Пример таких исследований с результатами интерпретации приведен на рис. 8.

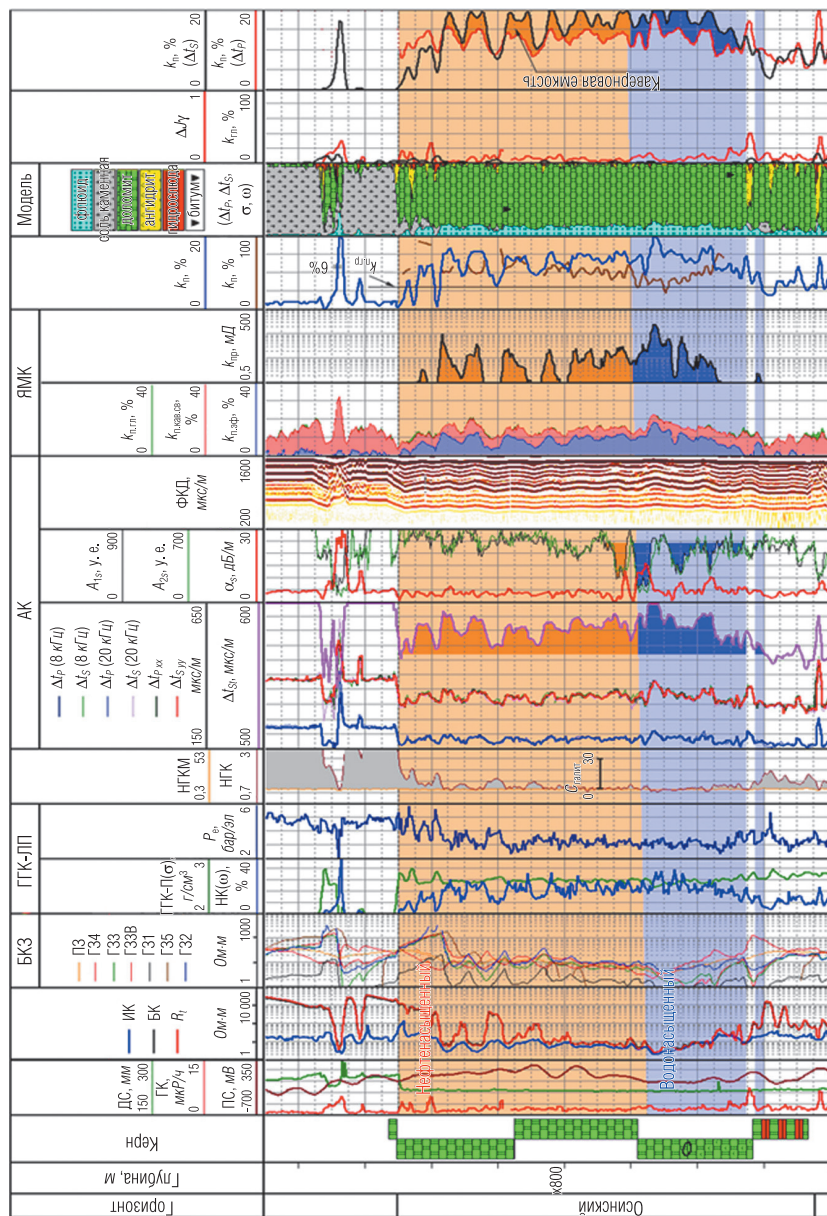


Рис. 4. Комплекс ГИС и результаты интерпретации в карбонатных коллекторах Восточной Сибири

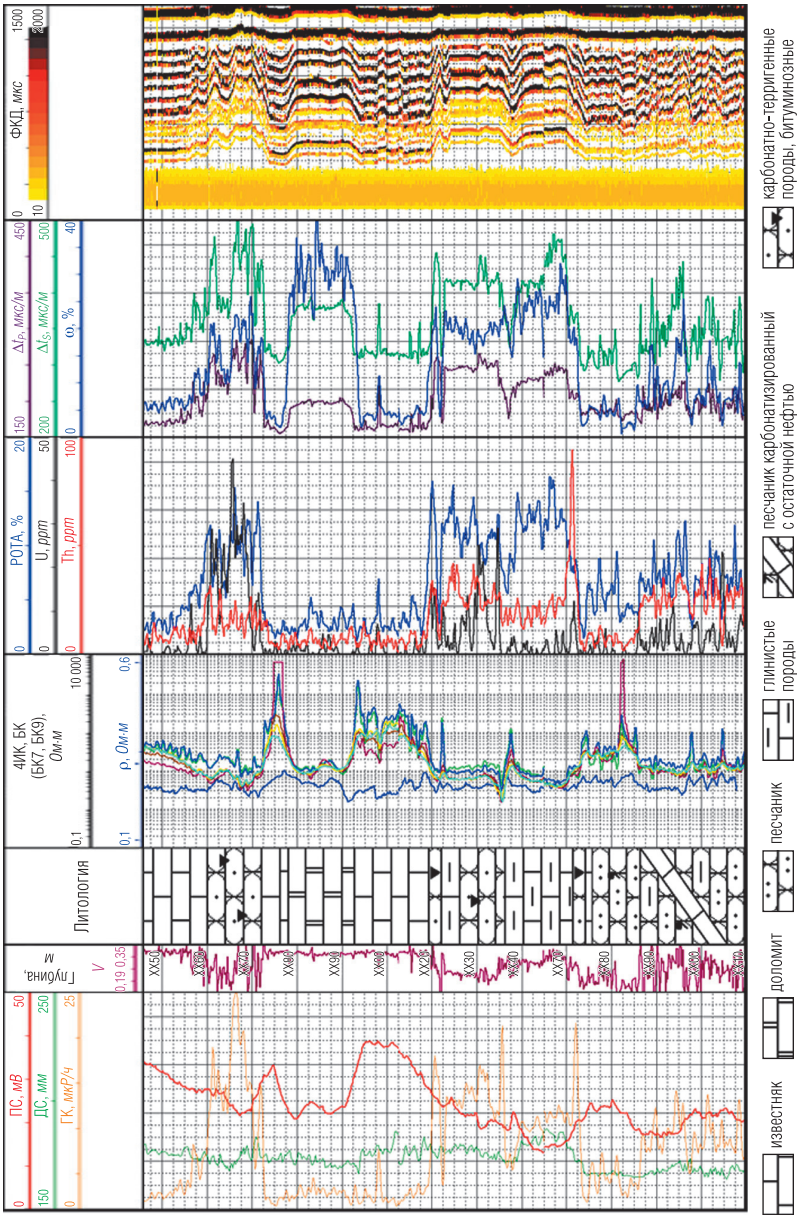


Рис. 6. Комплекс ГИС и результаты исследований сверхглубокой скважины. Забой 6980 м, $T_{заб} = 215\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{заб} = 81\text{ МПа}$

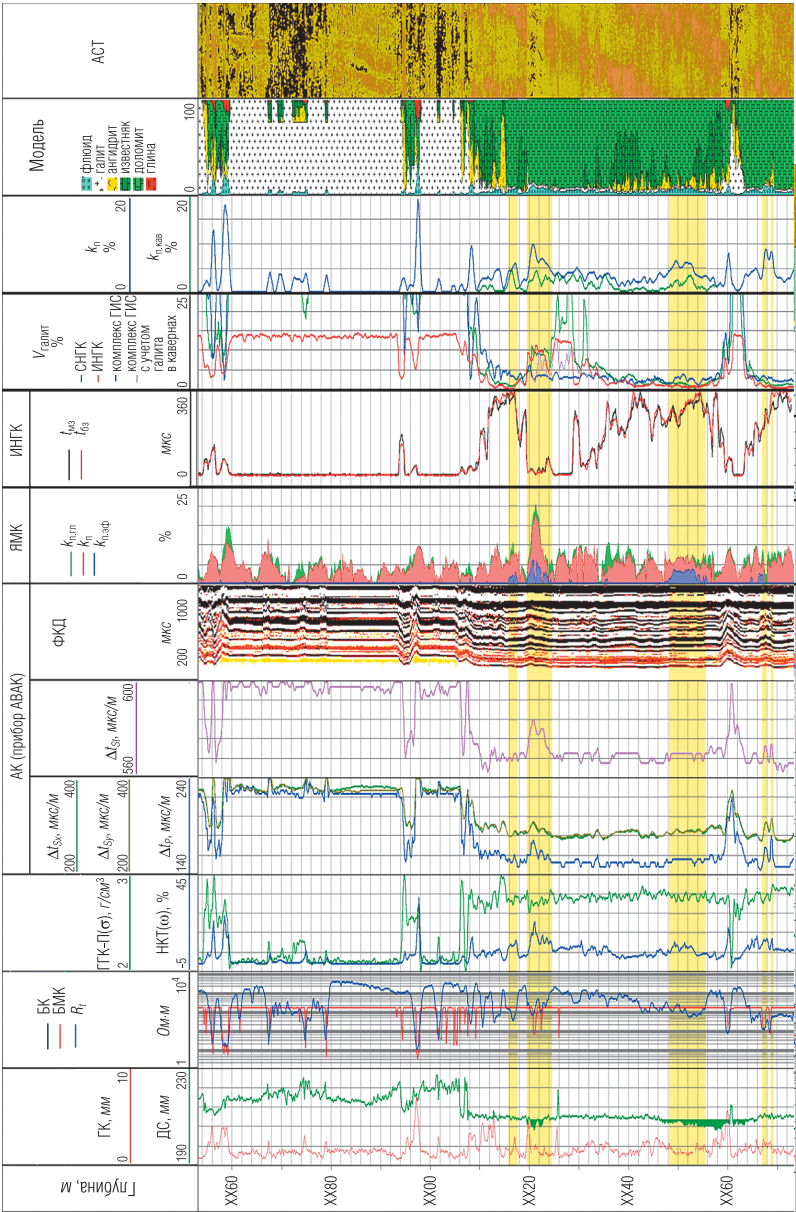


Рис. 8. Результаты определения общей, эффективной, кавернозной пористостей и засолоненности галитом коллекторов Восточной Сибири

В низкопористых карбонатных коллекторах оценена эффективность различных методов ГИС по выделению засоленных интервалов и выделены проницаемые интервалы исследуемой части разреза. По выполненным работам обоснована методика выделения газонасыщенных пластов в сложнопостроенных засоленных карбонатных и терригенных коллекторах Восточной Сибири.

Технология ГИС открытого ствола сильнонаклонных, боковых и горизонтальных скважин автономными приборами “Каскад-А”

Технология основана на использовании комплекса автономных приборов “Каскад-А”, доставляемых в интервал исследований колонной бурильных труб. Каждый прибор является самостоятельным, снабжен блоком питания и памяти, что позволяет в зависимости от решаемых задач комбинировать варианты сборок приборов специализированными механическими соединителями, обеспечивающими возможность изгиба сборки или отдельных приборов до 5° для облегчения прохождения участков интенсивного набора кривизны скважины.

Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”

Методы каротажа	Скважинные приборы
Электрический (ПС, КС, БКЗ, 2БК)	2БК (БК-3 + БК-5)-А БКЗ + 2БКЗ/5-А
Электромагнитный индукционный	БИК-А
Радиоактивный (ГК, ННК, ГГК-П)	АПРК-ГК, АПРК (ГК + 2ННК), АРПК-ГГК
Спектрометрический радиоактивный	АПРК-СГК
Импульсный нейтронный	АПРК-ИННК
Акустический	АКГ (компенсированный)
Акустическая каверномерия (на отраженных волнах)	АСПГ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-А
Инклинометрия	ИФМ-А

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память приборов с дискретизацией по времени. Данные каротажа считываются из памяти в компьютер наземного обрабатывающего комплекса после подъема приборов на поверхность.

Привязка данных по глубине осуществляется одним из трех способов:

- по промеру длины бурового инструмента с использованием записанной в приборах информации о стоянках;
- по результатам измерений глубины наземными датчиками глубины, веса инструмента и положения клиньев станцией ГТИ;
- по результатам измерений глубины автономным глубиномером.

Программное обеспечение “ServiceMS” поддерживает полный технологический цикл проведения геофизических исследований скважин автономными приборами.

Вариант сборки автономных приборов “Каскад-А” представлен на рис. 9.

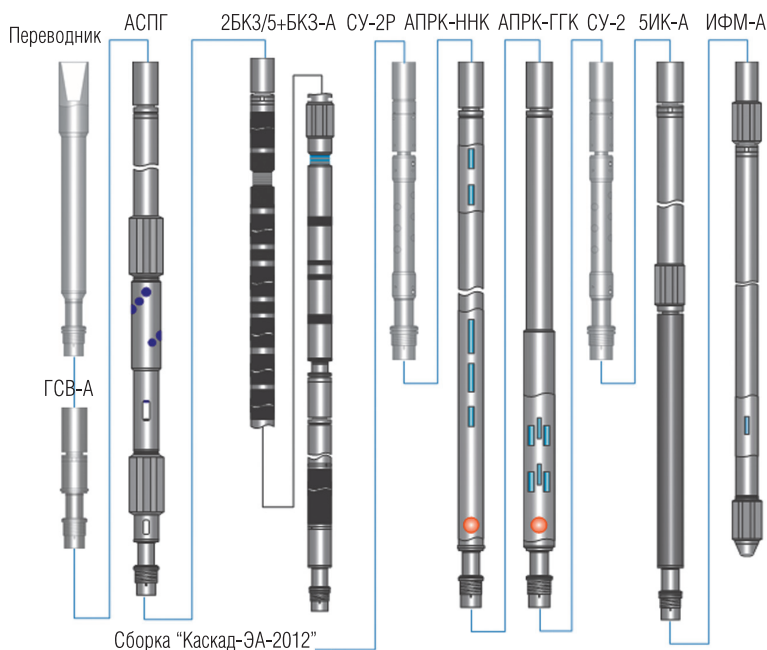


Рис. 9. Вариант сборки автономных приборов “Каскад-ЭА-2012”

Предельные рабочая температура $T_{\max}$ и гидростатическое давление $P_{\max}$, при которых возможна работа приборов “Каскад-А”, составляют:

- $T_{\max} - 90, 120, 150\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- $P_{\max} - 60, 80, 100, 120\text{ МПа}$.

Конструкции зондовых установок и метрологические характеристики скважинных приборов полностью идентичны характеристикам кабельных приборов, что обеспечивает получение геофизических материалов требуемого качества.

Исследования автономными комплексами проведены по различным месторождениям Западной Сибири в терригенных коллекторах и в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. По результатам интерпретации с использованием стандартных палеток, адаптированных к условиям конкретных месторождений, определены ФЕС, коэффициенты нефтенасыщенности, построена литологическая модель. Примеры исследований автономным комплексом ГИС приведены на рис. 10, 11.

Как видно из приведенных данных, в терригенных коллекторах Западной Сибири и карбонатных коллекторах Восточной Сибири наблюдается значительная неоднородность пластов по латерали. Это требует проведения полного комплекса ГИС в скважинах, вскрывших эти пласты.

Технология определения интервалов и азимутального направления трещин гидроразрыва

Решение данной задачи производится путем скважинных измерений прибором акустического каротажа с монопольными и кросс-дипольными преобразователями АВАК-11 до и после гидроразрыва. Результаты измерений с последующим вычислением параметров продольной, поперечной волн и волны Стоунли позволяют определять интервалы гидроразрыва по толщине пласта с точностью $\pm 1\text{ м}$ и азимутальное направление трещины с точностью $\pm 15^{\circ}$.

Дополнительно оценивается состояние обсадной колонны до и после гидроразрыва. В качестве примера приведены результаты исследований и интерпретация (рис. 12). Указаны значения анизотропии и азимутального направления трещины гидроразрыва. По полученным данным интервал гидроразрыва не совпадает с проектным.

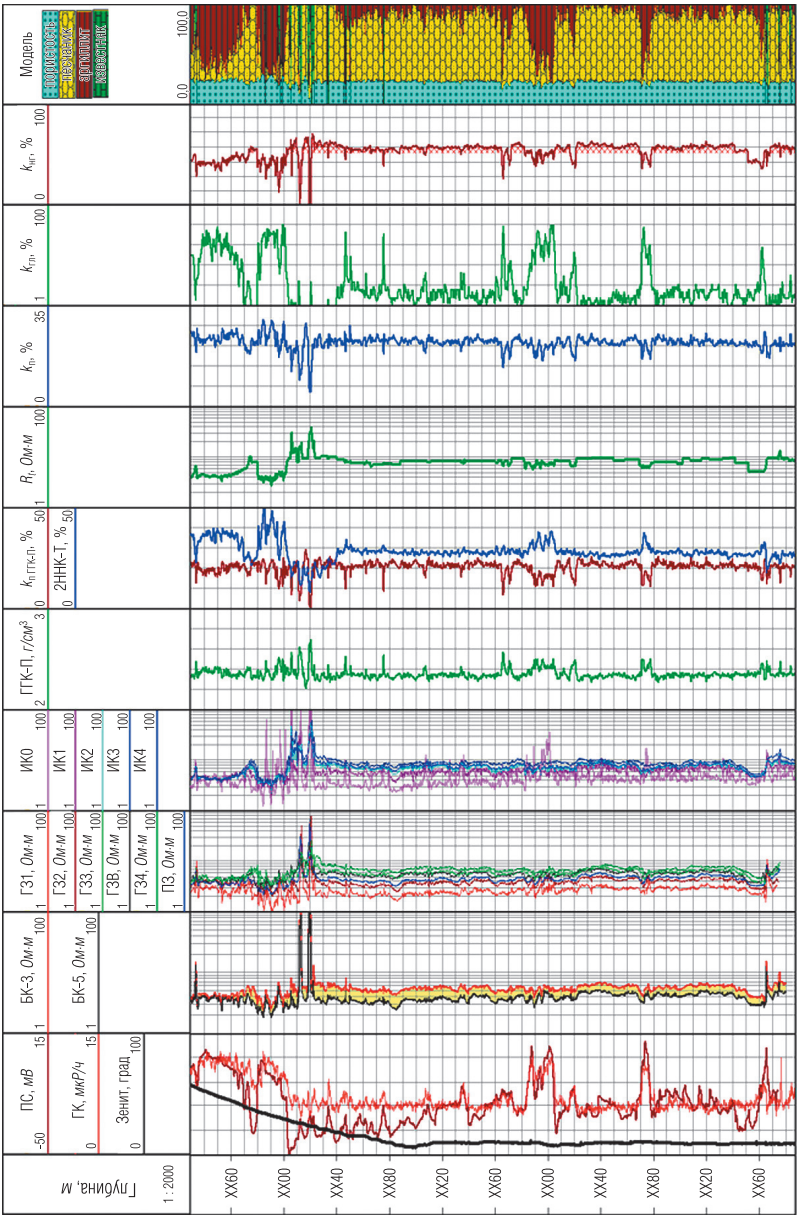


Рис. 10. Комплекс ГИС и результаты интерпретации при исследовании горизонтальной скважины автономной аппаратурой "Каскад-А" в терригенном разрезе Западной Сибири

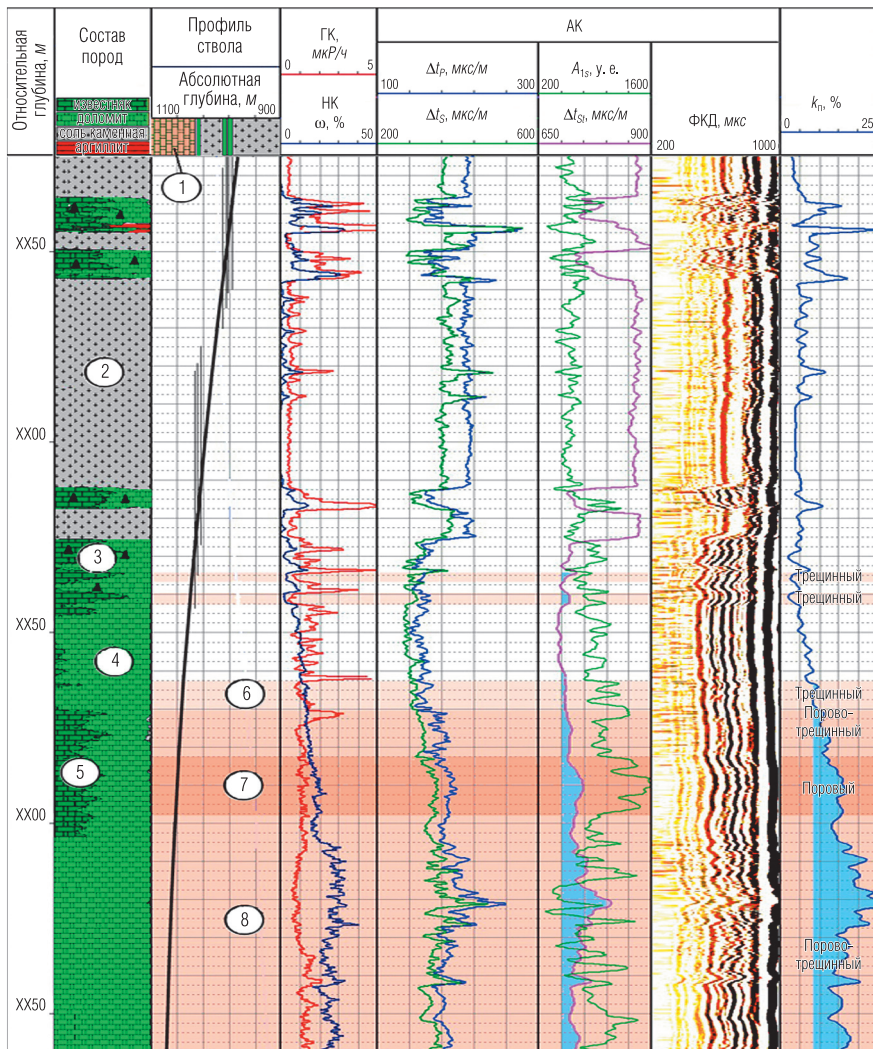


Рис. 11. ГИС горизонтальной скважины автономными приборами в карбонатно-солевом разрезе Восточной Сибири:

1 – нефтенасыщенные породы; 2 – каменная соль; 3 – битуминозные породы; 4 – доломит; 5 – известняк; 6–8 – коллекторы трещинные, поровые и порово-трещинные соответственно

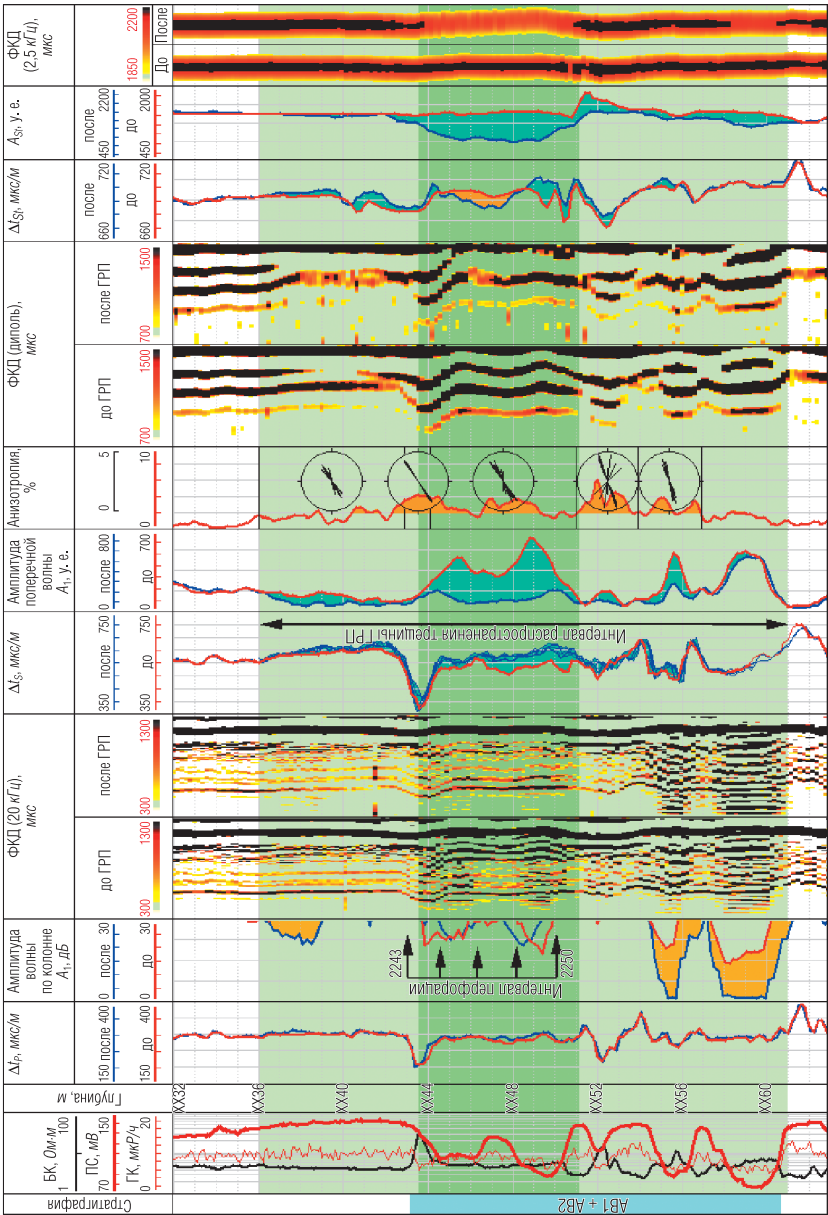


Рис. 12. Определение азимутального направления и границ интервала распространения трещины ГРП

Технология оценки текущей насыщенности при контроле разработки

При контроле выработки продуктивных пластов, заводненных жидкостью с переменной минерализацией, и для выявления пропущенных нефтенасыщенных пластов разработан и широко применяется аппаратно-программный комплекс углеродно-кислородного каротажа. Метод позволяет в обсаженных стальными колоннами скважинах определять, независимо от минерализации пластовых и нагнетаемых вод, коэффициенты текущей нефтенасыщенности с точностью $\pm 0,15$ абс. процентов.

При массовых измерениях в большом количестве скважин с различными коллекторскими свойствами подтверждаемость результатов испытаний составляет 85–90%. Пример результатов скважинных исследований приведен на рис. 13.

Технология определения качества цементирования обсадных колонн

Стандартная технология, широко применяемая на практике, предусматривает оценку контакта цементного камня с породой. Подобные геофизические заключения не отвечают на основной вопрос о герметичности заколонного пространства для пластовых флюидов и нагнетаемых вод.

В ООО “Нефтегазгеофизика” разработан комплекс скважинных приборов для решения поставленной задачи. Стандартная акустическая цементометрия выполняется прибором 4АК с компенсированным измерительным зондом, что практически исключает ошибки, связанные с неидентичностью преобразователей, и позволяет производить многократную проверку достоверности измерений. Программа обработки данных реализует современную методику оценки степени заполнения затрубного пространства на основе индекса цементирования. Все расчеты, вплоть до выдачи таблицы заключения, полностью формализованы. Имеется возможность совместной обработки данных АКЦ и СГДТ и формализованной выдачи совместного заключения.

Для оценки герметичности заколонного пространства рекомендуется использование многочастотного прибора АВАК-11.

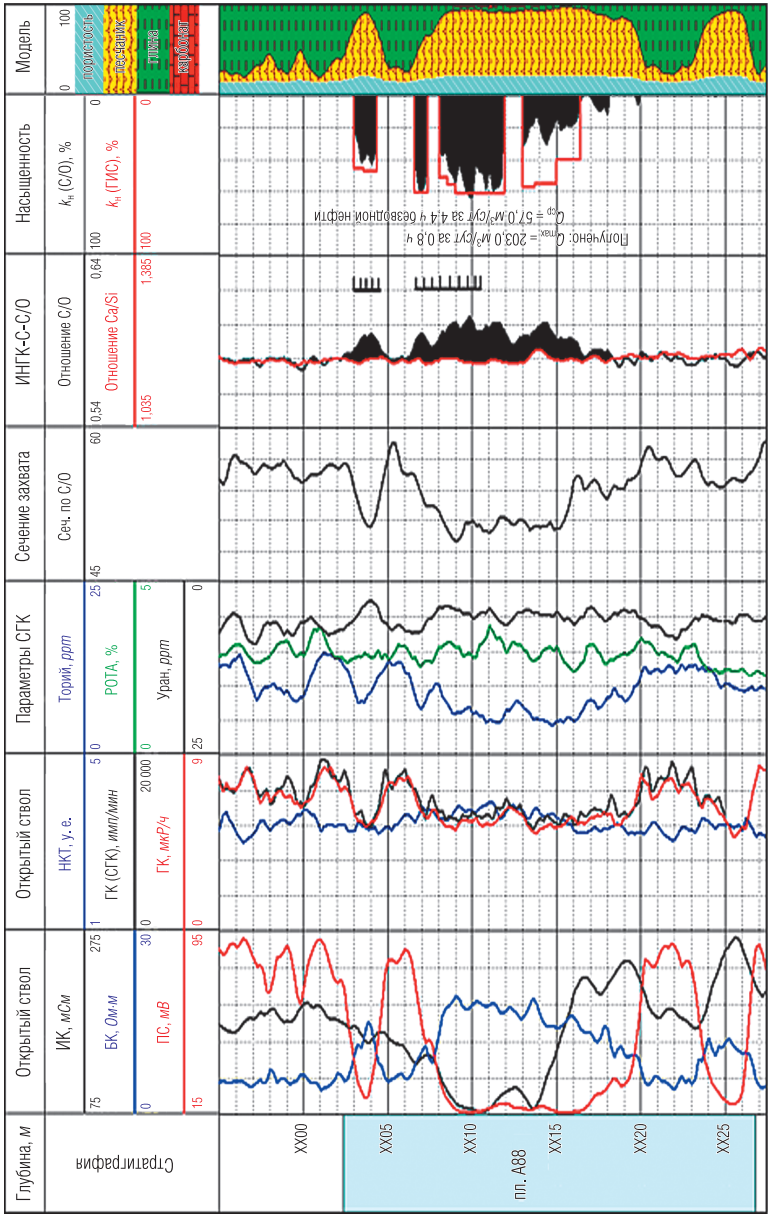


Рис. 13. Результаты исследований С/О-каротажа и опробования скважины (месторождение Западной Сибири). По результатам опробования в интервалах 2203,0–2204,5 и 2206,6–2210,4 м получен приток чистой нефти со средним дебитом 57 м³/сут

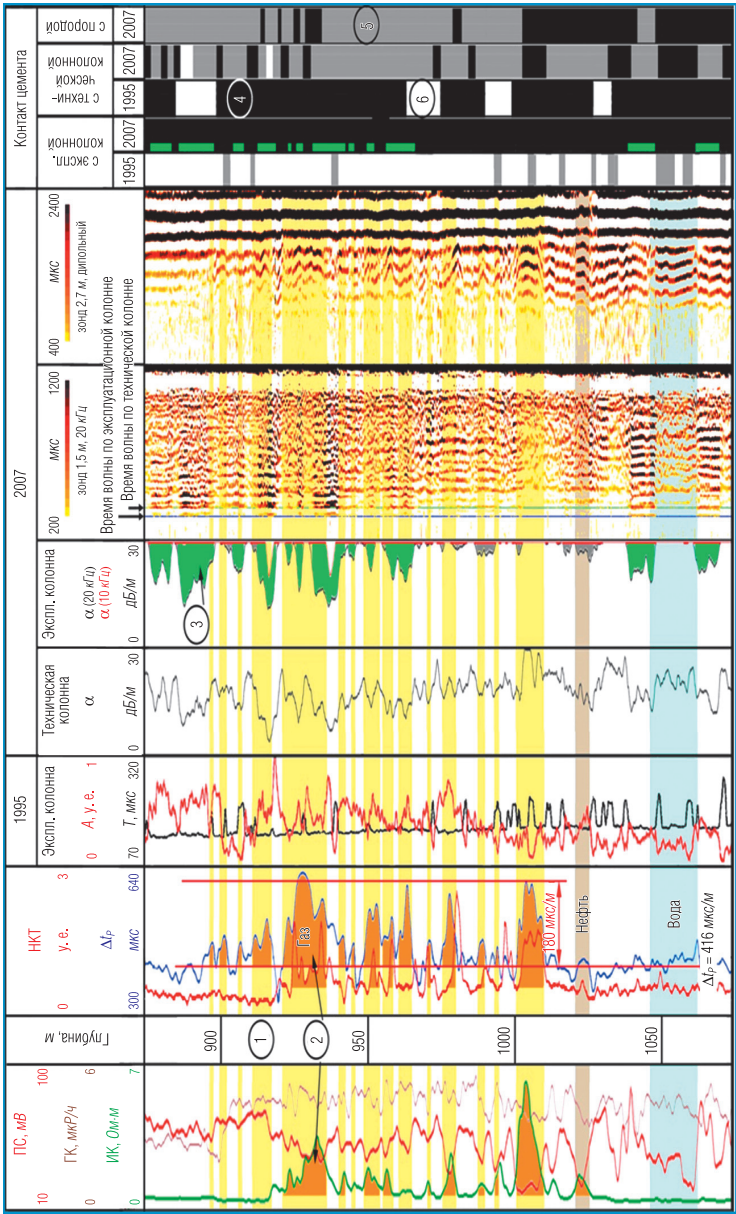


Рис. 15. Оценка качества цементирования и выделение газонасыщенных пластов в скважине, обсаженной двумя стальными колоннами:

1 – коллектор; 2 – признак газонасыщенности; 3 – микрозонар между цементом и колонной; 4, 5, 6 – полный, частичный и отсутствующий контакт цементного камня с колонной, соответственно

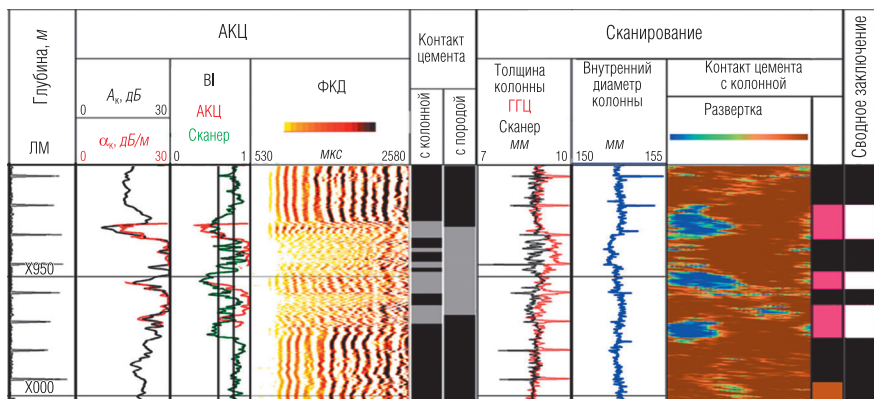


Рис. 16. Оценка герметичности затрубного пространства по материалам АКЦ, ГГЦ и акустического сканирования

Технология определения технического состояния обсадных колонн

Определение технического состояния обсадных колонн производится путем измерений скважинным акустическим телевизором (сканером) по методу отраженных волн АСТ. Сканирование методом отраженных акустических волн позволяет производить высокоточные измерения толщины стенки и профиля колонны, на основе которых появляется возможность оценки наличия внешней и внутренней коррозии стенок колонны, выделения интервалов перфорации и установки пакерных устройств.

Результаты скважинных измерений и оценки технического состояния обсадной колонны приведены на рис. 17–19.

В исследованной части колонны с точностью 0,5 мм определены толщины труб обсадных колонн (рис. 17), место посадки заколонного пакера, внутренний диаметр и наличие эллипсоидности обсадной колонны ниже глубины установки пакера.

Пример установления зоны значительной коррозии обсадной колонны с наличием сквозных отверстий приведен на рис. 18. На рис. 19 приведен пример определения интервалов отложения минеральных веществ против интервалов перфорации по измерениям внутреннего радиуса обсадной колонны.

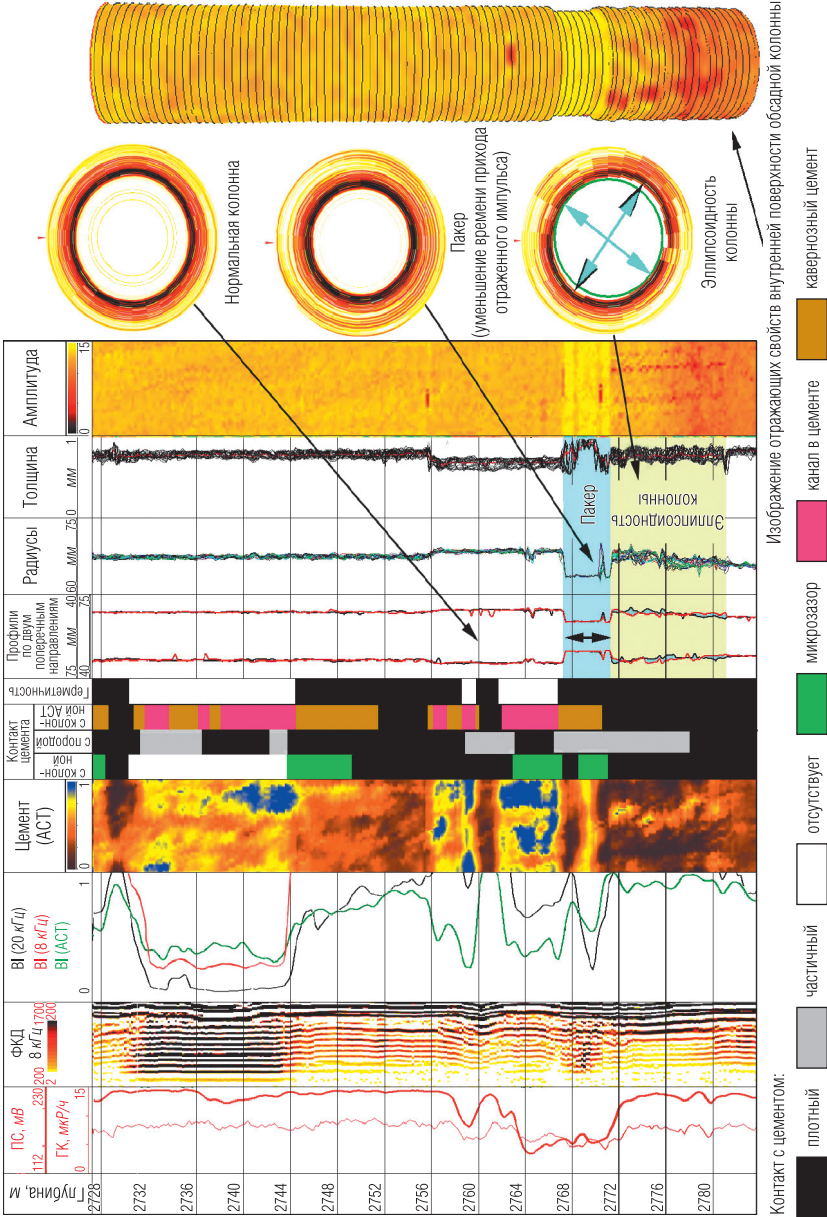


Рис. 17. Выделение интервала установки пакера и эллипсоидной колонны

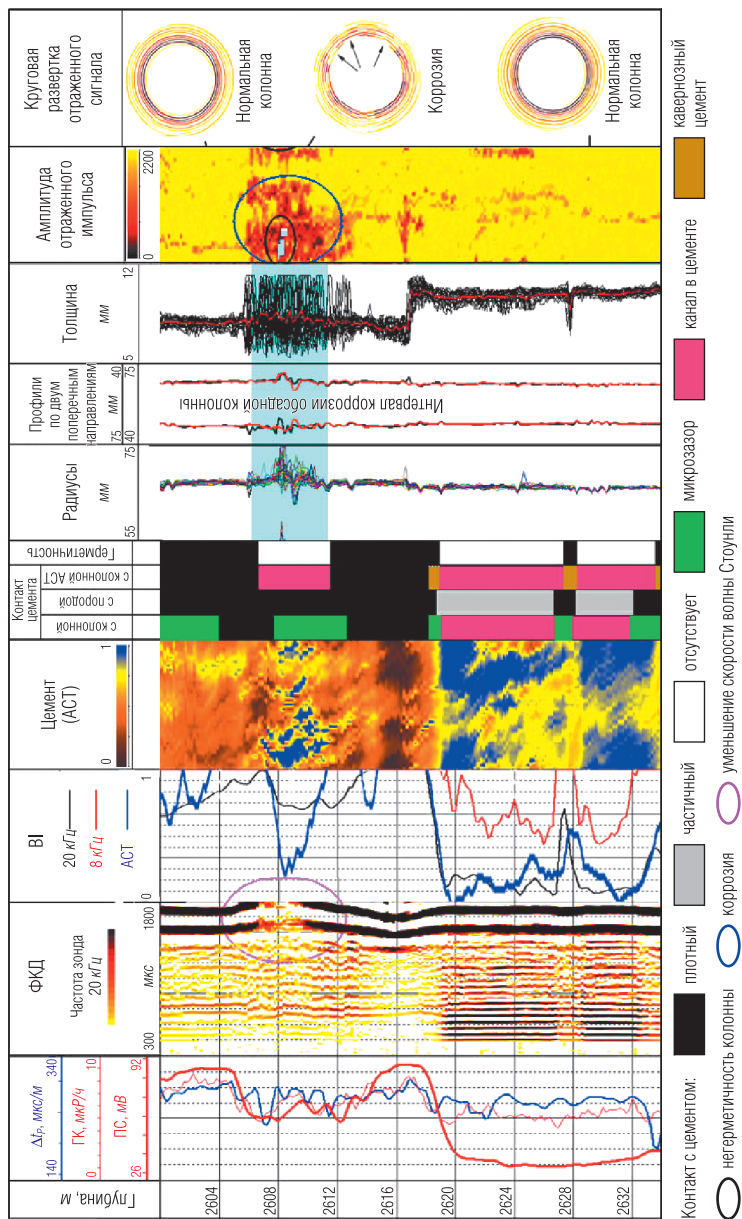


Рис. 18. Выделение интервалов коррозии и негерметичности обсадной колонны. Интервал коррозии отмечается интенсивным затуханием амплитуды отраженного импульса (оттенки от красного до черного). Негерметичность обсадной колонны выделяется по увеличению радиусов, сильному затуханию амплитуды отраженного импульса (вплоть до полного его пропадания)

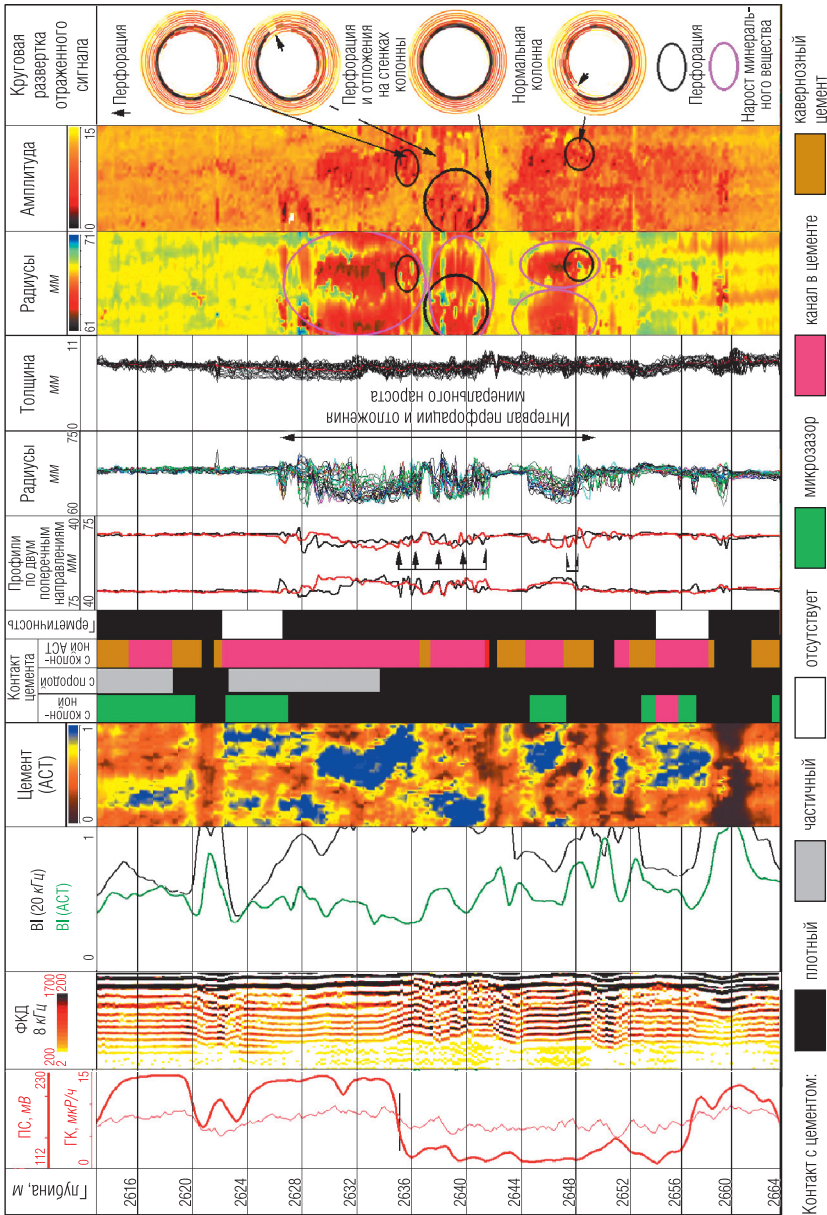


Рис. 19. Выделение интервалов перфорации и отложения минерального вещества на стенках колонны

Технология исследования эксплуатационных скважин комплексом “Гранит–Оникс”

Для геофизических исследований эксплуатационных скважин (каротаж продуктивности) предприятие выпускает программно-аппаратурный комплекс “Гранит–Оникс”.

Основными составными частями комплекса “Гранит–Оникс” являются: скважинная аппаратура “Гранит”, специализированная каротажная станция “Оникс”, средства обработки данных, интерпретации и подготовки заключения (пакет программ “Оникс-2”).

Скважинная аппаратура “Гранит” представлена набором модулей, каждый из которых представляет собой самостоятельный многопараметровый прибор, подключенный к транзитной центральной жиле кабеля. Многоканальная телеметрия обеспечивает одновременную работу любого набора модулей при их подключении к одножильному каротажному кабелю. Это, в частности, позволяет без труда включать в систему новые модули или другие модификации модулей.

Состав модулей аппаратуры “Гранит” представлен на рис. 20. Наряду с традиционным для каротажа продуктивности набором методов в этот комплекс входит принципиально новый прибор для ультразвуковых исследований скважин (УЗИ), предназначенный для измерения скорости потока жидкости, ее плотности, а также определение границы появления свободного газа в скважине.

Скважинная аппаратура “Гранит” предназначена для работы при температуре среды до 150 °С.

Программные средства обработки данных “Оникс” ориентированы на оперативную обработку комплексных замеров большого количества параметров (давление, температура, методы приток–состав и др.).

Для обеспечения каротажных работ в действующих скважинах разработан и серийно выпускается лубрикатор УЛГИС-21-60, обеспечивающий герметизацию геофизического кабеля при выполнении каротажа продуктивности в работающих скважинах при давлении на устье до 21 МПа. Основные характеристики лубрикатора приведены в табл. 4.

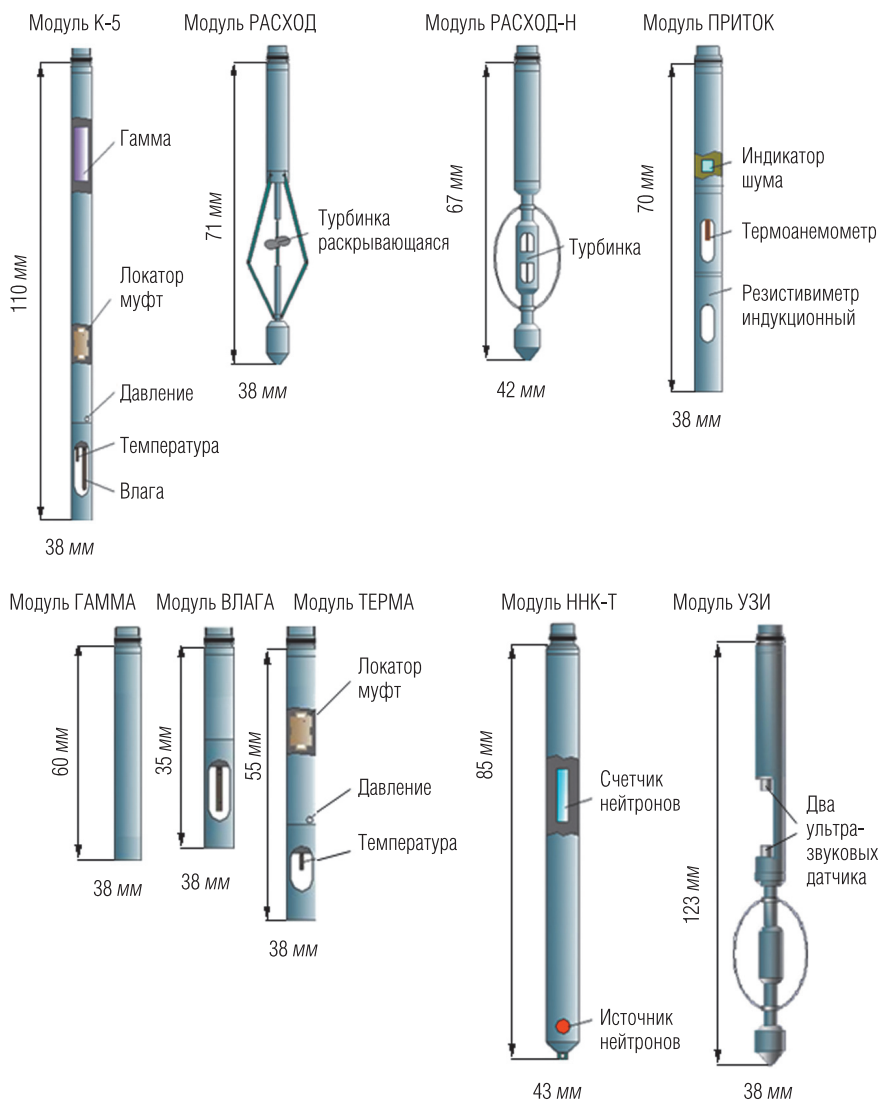


Рис. 20. Состав модулей аппаратуры “Гранит”

Таблица 4

Лубрикатор УЛГИС. Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Наибольшее рабочее давление, МПа	21
Диаметр геофизического кабеля, мм	6,3
Наибольшая длина приборов, помещаемых во временной лубрикаторной колонке, мм	3500
Наибольший диаметр геофизического прибора, мм	42
Диаметр специальной головки (утяжеленной), мм	36 или 42
Присоединительные размеры фонтанной арматуры по ОСТ 26 16-1609-79	
Давление, МПа	21 или 35
Габаритные размеры, мм:	
– ширина	630
– высота в рабочем положении	2130
– высота в процессе ввода (извлечения) прибора	5150
Масса (общая), кг	150

Заключение

К настоящему времени в ООО “Нефтегазгеофизика” разработан и серийно выпускается полный набор аппаратуры и оборудования для скважинных измерений всех категорий скважин на стадии поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородов в различных горно-геологических условиях.

Разработанные технологии позволяют на современном качественном и количественном уровне решать практически все задачи геофизических исследований для нефтяной и газовой промышленности не только в России, но и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

Все виды аппаратуры обеспечены методическими руководствами и программными средствами по технологии производства работ, оценке качества материалов и получению геофизических и геологических параметров.

Комплексная интерпретация получаемых данных производится по ряду прикладных программных комплексов собственной разработки.

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, Д. В. Белоконь,
В. А. Пантюхин, В. М. Теленков*

КОМПЛЕКС АУТОНОМНЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМ ПРОФИЛЕМ СТВОЛА

Представлены результаты разработки и испытания приборов комплекса "Каскад-А"; описаны решаемые геологические задачи по литологическому расчленению разреза, определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), коэффициентов нефтегазонасыщенности во всех категориях скважин и коллекторах различного типа; приведены сравнения погрешностей скважинных исследований комплексом и традиционными кабельными приборами.

Ключевые слова: автономные приборы, горизонтальные скважины, пологие скважины, боковые стволы.

Большинство крупных нефтегазовых месторождений Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки с высокой степенью обводненности. При этом по ряду разрабатываемых залежей не достигнуты проектные показатели выработки пласта. Кроме того, в сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторах эксплуатация вертикальных и наклонных скважин малоэффективна. Для вовлечения в более полный охват выработки нефтегазовых залежей и для увеличения коэффициента нефтегазоизвлечения необходимо изменить технологию разработки.

На современном этапе для этого широко применяется технология горизонтального бурения и проводка боковых стволов со сложной траекторией ствола скважины. Качество строительства подобных скважин зависит от точности проводки, учета вертикальной и латеральной неоднородности проектного пласта.

На большинстве разрабатываемых месторождений, в частности в Западной Сибири, продуктивные пласты по латерали имеют сложное литологическое строение, появляются зоны замещения и выклинивания.

На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, продуктивные залежи, как правило, неравномерно заводнены по толщине пласта и площади залежи. Горизонтальные скважины и

боковые стволы со сложным профилем могут проходить в проектном пласте по интервалам с различным насыщением. По завершении бурения дальнейшие мероприятия по выбору интервалов освоения проводятся с учетом наличия продуктивных коллекторов. Информационное обеспечение при этом достигается проведением исследований различными комплексами геофизических исследований скважин (ГИС).

Для проведения подобных исследований в ООО “Нефтегазгеофизика” разработана технология ГИС на базе комплекса автономных приборов “Каскад-А”, спускаемых на бурильных трубах. Организован промышленный выпуск приборов комплекса “Каскад-А”. Комплекс обеспечивает выполнение следующих методов ГИС:

- боковое каротажное зондирование шестью зондами;
- ПС;
- двухзондовый боковой каротаж;
- многозондовый индукционный каротаж;
- акустическая профилометрия;
- акустический каротаж;
- компенсированный нейтронный каротаж;
- гамма-гамма-плотностной каротаж;
- интегральный гамма-каротаж;
- спектрометрический гамма-каротаж;
- импульсный нейтронный каротаж.

На стадии скважинных испытаний находится ядерно-магнитный каротаж.

Марка приборов, область их применения, решаемые задачи, измеряемые параметры и технические характеристики приведены в таблице. Каждый прибор автономно самостоятельный. Специальные соединительные устройства на концах приборов позволяют их стыковать друг с другом в различных сочетаниях путем вертикальной сборки на устье скважины. Привязка данных по глубинам осуществляется одним из трех способов:

- по промеру длины бурового инструмента с использованием записанной в приборах информации о стоянках;
- по результатам измерений глубины, веса инструмента и положению клиньев станции ГТИ;
- по результатам измерений глубины автономным глубиномером.

Таблица
Область применения, решаемые задачи и технические характеристики автономных приборов

Марка прибора	Область применения	Решаемые задачи	Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Вертикальное расхождение, м	Глубина метода, м
1	2	3	4	5	6	7
Прибор комбинированный электрического и двойного бокового каротажа автономный БКЗ+2БКЗ/5	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин, заполненных флюидом на основе водной промывочной жидкости с удельным сопротивлением 0,03–200 Ом·м	Выделение электрически однородных пластов и пластов с зоной проникновения; определение удельного электрического сопротивления; определение нефтегазонасыщенных пластов	ρ_x по зондам БКЗ А0,4М0,1N А1М0,1N А2М0,5N А4М0,5N N0,5М2,0А N0,6М0,5А	0–1000 Ом·м	0,5	0,4–2,5
Прибор автономного бокового каротажа 2БКЗ/5-А	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных буровым раствором на водной основе с сопротивлением от 0,03 до 20 Ом, с номинальным размером ствола до 300 мм	Выделение пластов и определение зоны проникновения, определение УЭС неизменной части пласта и зоны проникновения; выделение коллекторов, оценка характера нефтегазонасыщенности	ρ_x зонда БКЗ ρ_x зонда 5БК	0,2–5000 Ом·м 0,2–5000 Ом·м	0,15	0,8 0,33

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7
Прибор индукционного каротажного зондирования автомобильный БИК-А	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных любым буровым раствором без магнитных добавок, с номинальным диаметром скважины до 400 мм	Выделение электрически однородных пластов и определение глубины зоны проникновения; определение УЭС неизменной части пласта и промытой зоны; определение продольного УЭС и оценка вертикальной анизотропии непроницаемых пластов и пластов без зоны проникновения; оценка характера нефтегазонасыщенности	Проводимость по зонам ЗИ 0,3 ЗИ 0,5 ЗИ 0,85 ЗИ 1,26 ЗИ 2,05	3–2000 мСм/м	0,35–2,5	0,4–3,0
Прибор радиоактивного каротажа автомобильный АПРК-2С, АПРК-3Н, АПРК-ННК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин диаметром 120–350 мм, заполненных любой промысловой жидкостью	Литологическое расчленение разреза; определение ФЕС и минерального состава горных пород; выделение газонасыщенных пластов, ГНК и ГВК	Водородосодержание пород; естественная гамма-активность пород	1–40%	0,8	0,2–0,4
Прибор плотностного гамма-каротажа автомобильный АПРК-ГТК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола, заполненных буровым раствором любого состава диаметром скважин до 216 мм	Литологическое расчленение разреза; определение коэффициентов пористости, определение (углощение) минерального состава пород	Объемная плотность пород	1,7–3,0 г/см³	>0,2	0,5

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7
Прибор акустического каротажа автономный АК-А	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола, заполненных буровым раствором любого состава диаметром скважин до 127–216 мм	Литологическое расчленение разреза по упругим свойствам горных пород; определение коэффициентов и типов пористости; выделение проницаемых зон в сложнопостроенных коллекторах; определение модулей упругости	Интервальное время проходной, поперечной и Стоунли волн	Δt_p 100–500 с/мкм Δt_s 200–500 с/мкм Δt_{st} 600–800 с/мкм	>0,5	0,2–0,35
Прибор интегрального гамма-каротажа автономный АПРК-ГК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков ствола, заполненных буровым раствором любого состава с содержанием NaCl не более 300 г/м, в скважинах диаметром до 350 мм	Литологическое расчленение разреза; определение коэффициентов глинистости, определение (уточнение) минерального состава пород; выделение радиогеохимических аномалий	Естественная гамма-активность пород	0–250 мкР/ч	0,8	0,4
Профилемер акустический автономный АСПГ-90	Для измерения внутренней геометрии открытых стволов скважин, заполненных буровым раствором на водной или нефтяной основе плотностью до 1,2 г/см ³ в скважинах диаметром 127–216 мм	Определение профиля ствола скважины по восьми внутренним радиусам в каждом поперечном сечении	Профиль ствола скважин	60–300 мм	0,1–0,2	–

Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7
Ферромагнитный автономный инклинометр ИФМ-А	Для исследования необсаженных сильнотолстых и горизонтальных участков ствола скважин, заполненных буровым раствором на немагнитной основе	Определение пространственных координат ствола скважины	Зенитные углы наклон; магнитные азимуты	0–180° 0–360°	– –	– –
Прибор импульсного нейтронного каротажа автономный АПРК-ИН-НК-108	Для исследования горизонтальных и пологих скважин открытого ствола и обсаженных стальной колонной, заполненных жидкостью на любой основе и газом, диаметром 120–350 мм	Определение текущей нефтегазо-насыщенности, определение ГНК и ГВК; определение пористости коллекторов; литологическое расчленение разреза	Декремент затухания плотностных нейтронов	–	0,5	0,5
Прибор спектрометрического гамма-кароотажа автономный АПРК-СПК	Для исследования горизонтальных и сильнотолстых скважин, заполненных жидкостью на любой основе или газом, диаметром 120–350 мм	Корреляция геологических разрезов, детальное литологическое расчленение, определение глинистости коллекторов, определение (уточнение) минерального состава пород	Массовое содержание U, Th, K	U 0,5–200 · 10 ⁻⁴ , Th 0,5–200 · 10 ⁻⁴ , K ⁴⁰ 0,1–20, %	0,5	0,5

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память приборов с дискретизацией по времени. Программное обеспечение наземного регистрирующего комплекса “Service MS” поддерживает полный технологический цикл проведения геофизических исследований. Метрологические характеристики приборов комплекса “Каскад-А” полностью идентичны метрологическим характеристикам кабельных приборов аналогичного назначения.

Полный комплекс автономных приборов прошел в 2012 г. всесторонние испытания на месторождениях Западной Сибири. Исследовано 19 скважин. Кроме того, с 2010 г. в производственном режиме геофизическими предприятиями России используются модули в различных сочетаниях. Максимальный объем ежегодных исследований комплексом плотностного, нейтронного, двойного бокового каротажа – это несколько сотен скважинных измерений в горизонтальных скважинах и боковых стволах.

Результаты исследований полным комплексом ГИС и сопоставление результатов измерений кабельными и автономными приборами по методу плотностного каротажа приведены на рис. 1, а, б и рис. 3.

По полученным данным измерения, выполненные, например, методом ГГК-П, находятся в пределах погрешности приборов (не более $0,03 \text{ г/см}^3$). Точность определения удельных сопротивлений электрического каротажа оценивалась по палеточным зависимостям. Кажущиеся сопротивления по зондам индукционного, бокового каротажа и БКЗ находятся в пределах точности $\pm 5\%$. Качество нейтронного каротажа оценивалось по кроссплотинговой методике. Кроме того, проведена оценка стабильности работы приборов по временным исследованиям в различных скважинах. Для этой цели выбраны интервалы разреза различных скважин с близкими геолого-геофизическими характеристиками и построены кривые распределения значений общей плотности и водородосодержания (рис. 2, а, б).

Получены одномодульные распределения с близкими вероятными значениями. Проведенный анализ результатов скважинных исследований показал, что автономные приборы серии “Каскад-А” обеспечивают проведение ГИС с необходимой точностью.

Величины удельных сопротивлений, определяемые по БКЗ и индукционному каротажу в однородных пластах толщиной более 4 м, практически совпадают.

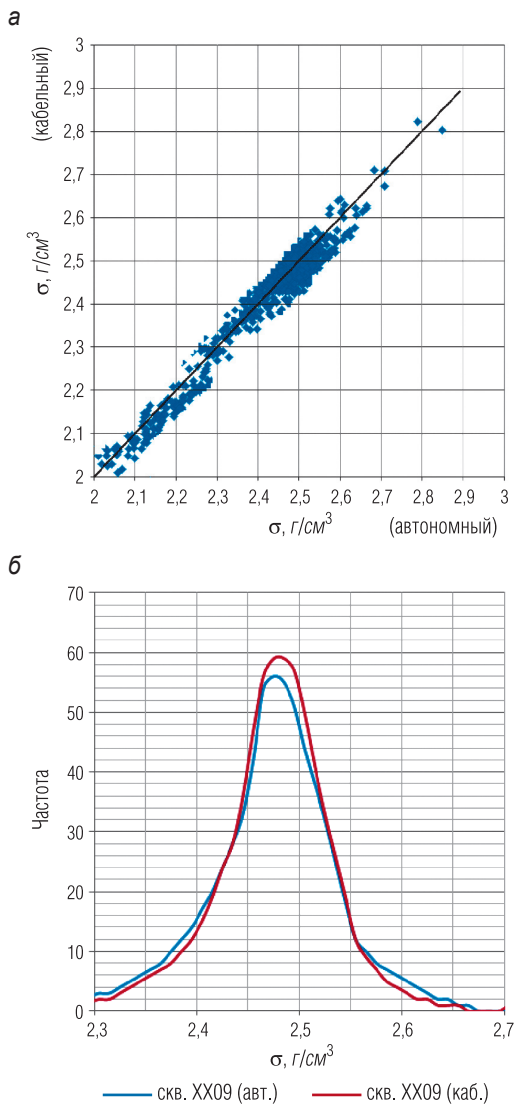


Рис. 1. Сопоставление значений плотности пород, измеренных автономным и кабельным приборами (а); график распределения плотности, измеренной автономной и кабельной аппаратурой (Западная Сибирь) (б)

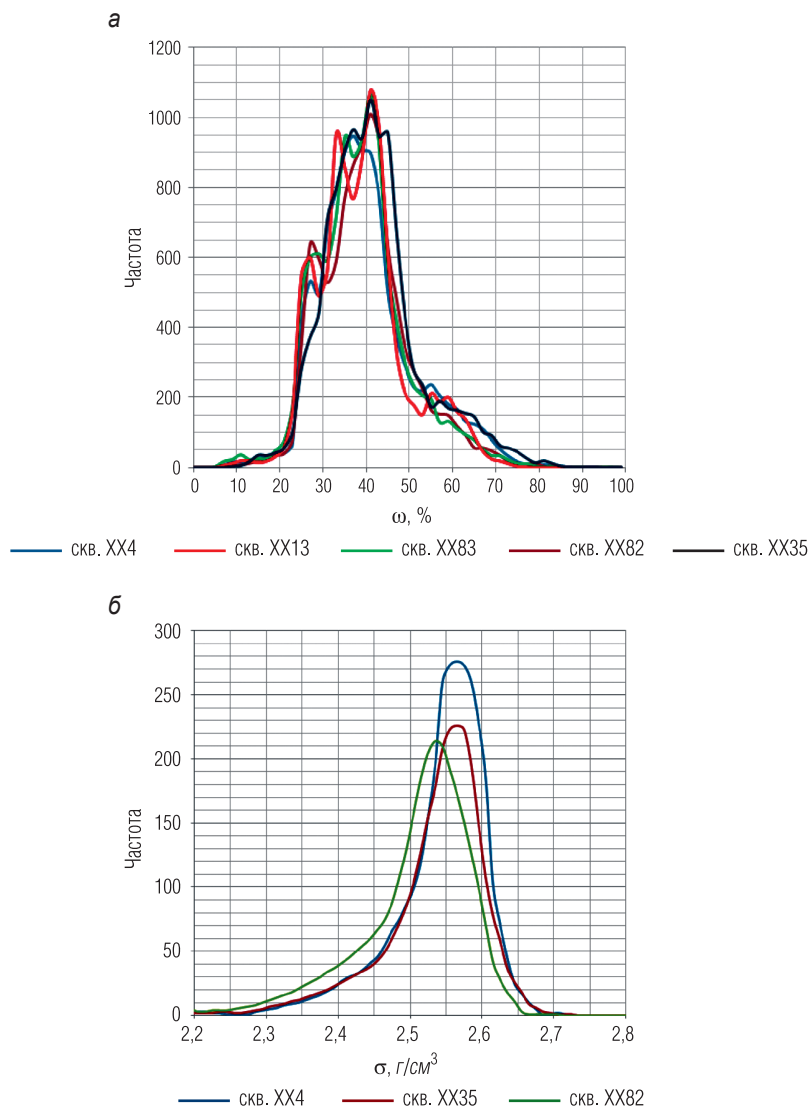


Рис. 2. График распределения водородосодержания по результатам исследований скважин (Западная Сибирь) (а); график распределения измерений плотности по результатам исследования скважин (Западная Сибирь) (б)

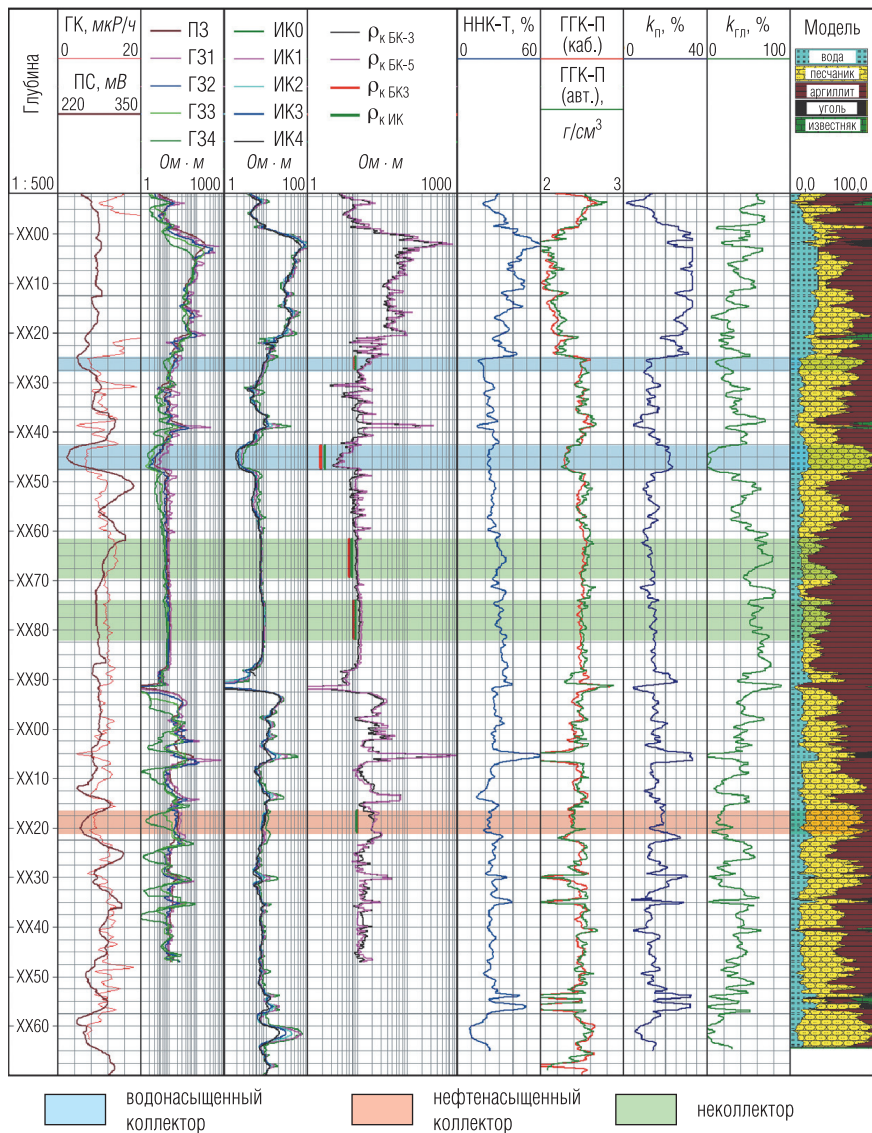


Рис. 3. Результаты исследований автономными приборами полным комплексом методов ГИС бокового ствола (Западная Сибирь)

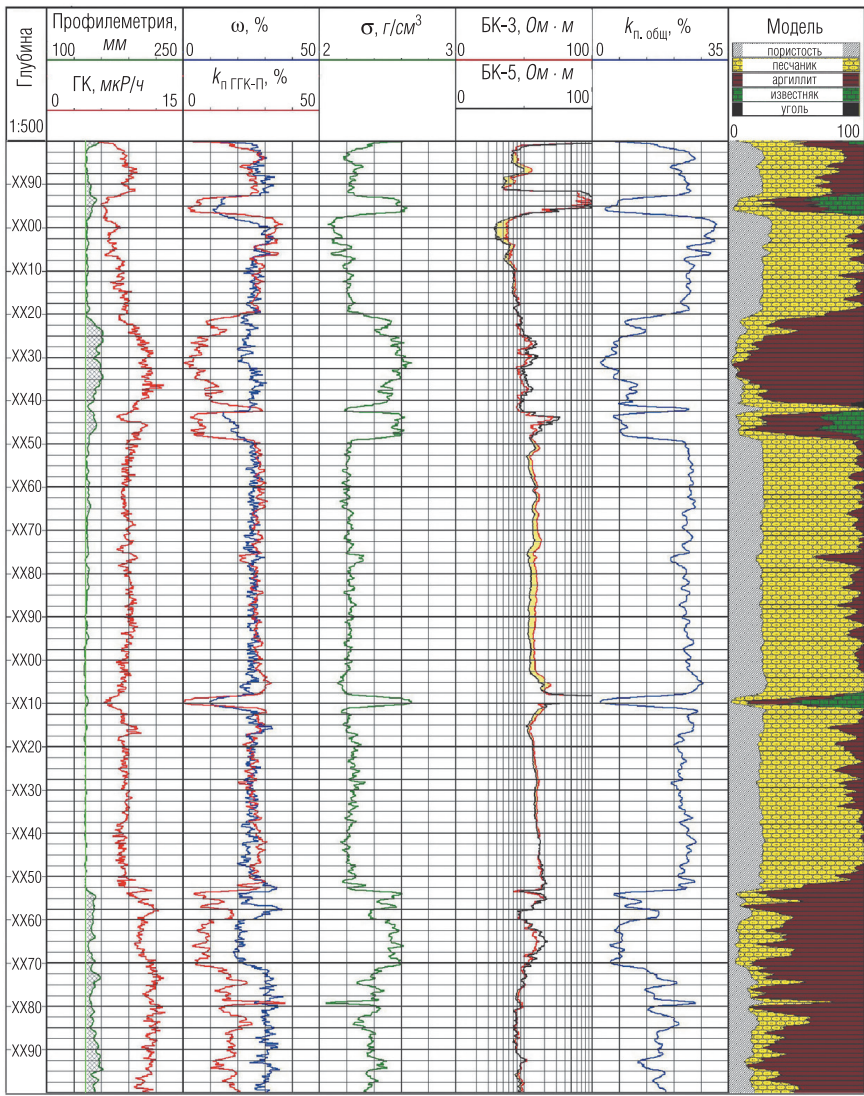


Рис. 4. Результаты исследований комплексом методов профилеметрии, нейтронного, плотностного и двойного бокового каротажа горизонтальной скважины

Однако в слоистом разрезе с пластами толщиной менее 4 м с различными электрическими характеристиками определение удельных сопротивлений по данным БКЗ не представляется возможным. Определение удельных сопротивлений в подобном разрезе, характерном для большинства терригенных отложений, достигается с необходимой точностью комплексом методов индукционного и двойного бокового каротажа.

Введение в комплекс автономного прибора двойного бокового каротажа позволяет увеличить вертикальное разрешение до 0,3–0,5 м. Кроме того, в горизонтальных скважинах с заполнением высокоминерализованным буровым раствором двойной боковой каротаж позволяет более точно выделить границы проницаемых интервалов. При бурении на высокоминерализованных буровых растворах горизонтальных скважин зоны проникновения находятся в пределах до одного метра, что позволяет методом бокового каротажа определять удельное сопротивление и оценивать нефтегазонасыщенность.

По результатам скважинных измерений и последующей интерпретации полного комплекса ГИС (рис. 3) в горизонтальных, пологих скважинах и боковых стволах решаются поставленные задачи по литологическому расчленению разреза и информационному обеспечению с целью расчета коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и глинистости с точностью, сопоставимой с исследованиями кабельными приборами.

При проведении работ в горизонтальных скважинах ограниченным количеством методов, которые включают в себя акустическую профилометрию, гамма-каротаж, плотностной, нейтронный и боковой каротаж (рис. 4), производится литологическое расчленение разреза, определение коэффициентов пористости и глинистости, диаметра скважин. При этом по данным двойного бокового каротажа зондами различной глубинности более однозначно выделяются проницаемые зоны и нефтегазонасыщенные коллекторы.

В качестве основных выводов можно отметить следующее:

- разработан и организован промышленный выпуск комплекса автономных приборов “Каскад-А”;
- комплекс аппаратуры “Каскад-А” позволяет проводить скважинные исследования различным сочетанием приборов для решения конкретных задач;

- аппаратный комплекс “Каскад-А” позволяет проводить скважинные исследования всеми методами с погрешностью, сопоставимой с измерением кабельных приборов;
- результаты ГИС позволяют решать геологические задачи по литологическому расчленению разреза, определению ФЕС, коэффициентов нефтегазонасыщенности во всех категориях скважин и коллекторах различного типа.

УДК 550.832:622.276.66

Н. В. Козяр, В. В. Коробченко

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД И КОНТРОЛЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПО МАТЕРИАЛАМ ПРИБОРА АВАК

Обобщен опыт работ определения параметров анизотропии пород и гидроразрыва пласта в прискважинной зоне по данным прибора АВАК, полученным в скважинах старого фонда.

Ключевые слова: анизотропия, каротаж, акустика, трещины, гидроразрыв.

Одним из наиболее действенных мероприятий увеличения дебита нефти и более полной выработки месторождений является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Данные акустического каротажа позволяют определять упругие свойства горных пород в прискважинной зоне (0,25–0,5 м) и отслеживать их изменение в процессе производства работ. Это позволяет произвести проектирование ГРП с учетом условий конкретной скважины, минимизируя риски и стоимость выполнения работ, и оперативно оценить соответствие полученного и запланированного результатов. Для обеспечения проведения данных технологических операций перед ГИС ставятся следующие задачи:

- 1) определение упругих свойств горных пород в интервале предстоящих работ;
- 2) выделение интервалов неоднородности горных пород и искусственных трещин;

3) определение направления их распространения по сторонам света.

Дополнительно необходимо оценить герметичность затрубного пространства и изменение состояния цемента после проведения ГРП.

Для определения упругих свойств (K , G , E , ν) горных пород используются данные плотностного и широкополосного акустического каротажа, получаемые при проведении полного комплекса ГИС (рис. 1).

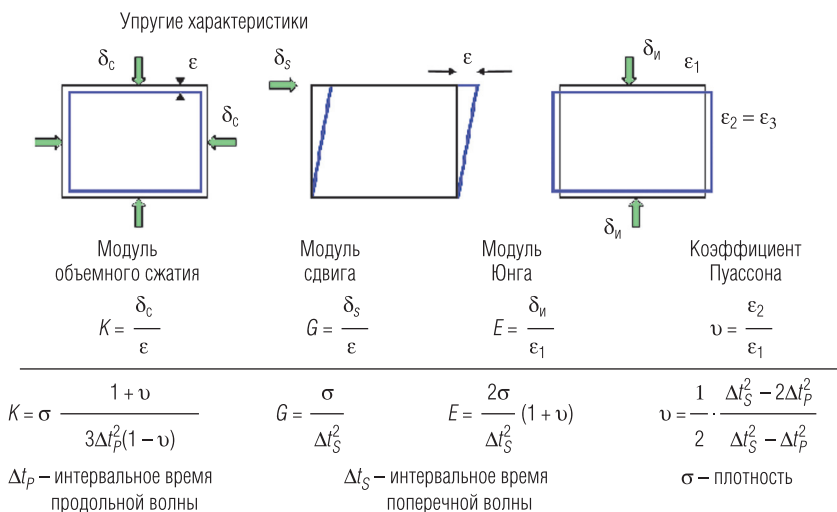


Рис. 1. Упругие характеристики твердых тел и формулы их расчета по данным ГГК-П и АК

В скважинах старого фонда в большинстве случаев отсутствуют данные плотностного каротажа, и для определения упругих свойств горной породы необходимо оценить их плотность (σ). Существует несколько способов расчета плотности горной породы. Наиболее распространенный – это определение плотности по литологии пород и их пористости, определенной при проведении окончательного каротажа, по формуле

$$\sigma = \sum_i V_i \sigma_{ски} + k_{II} \sigma_{ж},$$

где V_i – доля компоненты скелета в породе; $\sigma_{ски}$ – плотность компонент скелета; k_{II} – пористость породы; $\sigma_{ж}$ – плотность флюида.

В последнее время более активно применяется способ определения плотности по уравнениям стохастической связи $\Delta t_p - \sigma$ (рис. 2) [1]. Использование палетки $\Delta t_p - \sigma$ для восстановления значений плотности основано на том факте, что зависимости $\Delta t_p - \sigma$ для неглинистых литологических разностей имеют разброс, не превышающий $0,04 \text{ г/см}^3$, и аппроксимируются с точностью $\pm 0,02 \text{ г/см}^3$ уравнением $\sigma = 1,5 + 196,25/\Delta t_p$. Для учета влияния глинистых минералов в рассчитываемые значения плотности вводится поправка в зависимости от коэффициента глинистости, определяемого по данным ПС или ГК.

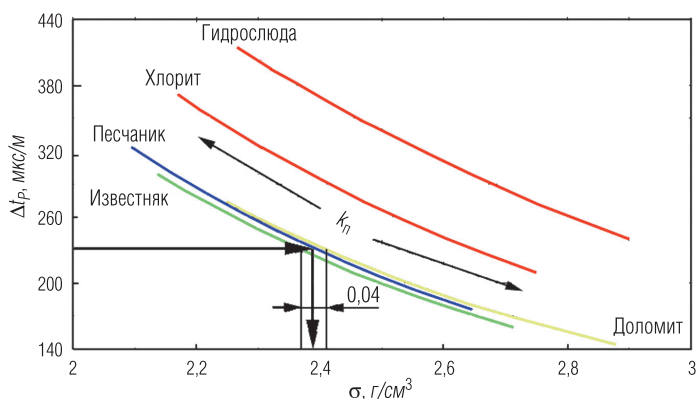


Рис. 2. Палетка $\Delta t_p - \sigma$ для пород разных типов

При проведении работ по определению азимута анизотропии горных пород “узким” местом является регистрация угла разворота прибора в процессе каротажа и расчет азимута направления XX приемников. Для решения этой задачи в приборе установлен блок акселерометров, с помощью которых можно определить углы наклона (Z – вертикально расположенный акселерометр) и разворот прибора ($X-Y$ – акселерометры в горизонтальной плоскости прибора). Этот блок надежно работает при углах наклона скважины больше 10° .

При записи в скважинах с углом наклона менее 10° , по причине больших погрешностей определения поправки за показания акселерометра Z , возникает необходимость использования альтернативных методик определения угла разворота прибора в скважине. Используемый метод расчета угла разворота прибора предполагает, что вращение

прибора обусловлено каротажным кабелем и осуществляется всегда в одну и ту же сторону. Исходя из этого допущения, коэффициент поправки за вертикальный угол показаний акселерометров X и Y можно заменить коэффициентом нормировки максимальных и минимальных амплитуд этих акселерометров. Использование данного подхода позволяет при наличии показаний инклинометрии проводить интерпретацию данных в вертикальных скважинах.

Технология определения азимута направления анизотропии горных пород впервые была разработана для приборов с антенной приемников [2]. При упрощении схемы регистрации (2 канала вместо 8 в каждом направлении) актуальным становится вопрос о симметричности показаний дипольных зондов. Симметричность (одинаковый результат при развороте приемника на 180°) обеспечивает определение азимута направления анизотропии по данным трехэлементного прибора, поскольку возникают два равнозначных варианта угла направления анизотропии относительно оси XX прибора и, соответственно, два равновероятных азимута анизотропии (рис. 3).

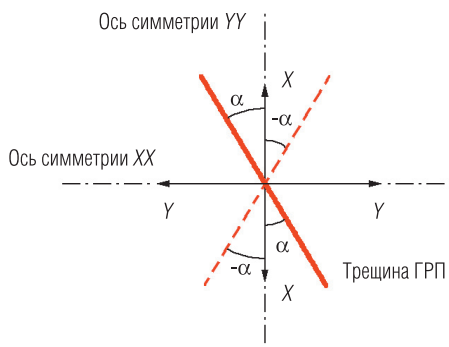


Рис. 3. Влияние симметрии показаний приемников на определение азимута направления анизотропии

Для получения единственного ответа необходимо использовать контрольные замеры с отличным от основной записи разворотом прибора относительно азимута скважины. При сравнении полученных результатов истинные азимуты анизотропии изучаемых горных пород совпадут, а “мнимые” разойдутся (рис. 4, а). При обработке данных, полученных приборами с 8 приемниками, проблемы с сим-

метричностью зондов нет, так как прибор непрерывно вращается (обеспечивается скорость вращения один оборот на 10 м) и при переборе пар приемников обеспечивается оценка азимута направления анизотропии при нескольких (до 7) азимутах направления осей XX приемников (рис. 4, б).

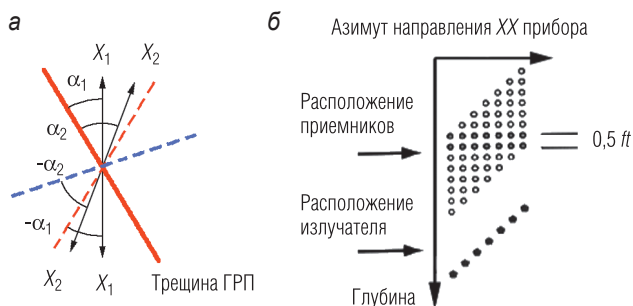


Рис. 4. Определение истинного направления азимута анизотропии по двум замерам (а); схема изменения азимута направления XX приемников и их расположение по глубине для прибора с 8 приемниками (б)

При контроле результатов ГРП по данным акустического каротажа существенную помощь в получении однозначной интерпретации оказывает наличие фонового замера (до проведения ГРП). Наличие этих данных позволяет найти области, изменившиеся в результате проведенного воздействия (рис. 5). Это позволяет выделять интервалы развития трещины по изменению зарегистрированных при каротаже данных с учетом геологических и технологических особенностей конкретной скважины. Наличие фоновых данных позволяет оценить результат проведенных работ с использованием большего числа параметров (амплитуды поперечной волны и параметры волны Стоунли), а анализ фонового замера на наличие за колонной каналов в цементном камне позволяет минимизировать вероятность разрыва незапланированных объектов. Особенно актуальны фоновые замеры, когда исследования производятся в породах с интервальным временем поперечной волны больше 600 мкс/м.

При определении результатов ГРП, по одному замеру после проведения ГРП, количество контролируемых параметров уменьшается.

В этом случае корректно говорить только о текущей анизотропии горных пород и ее ориентации. В качестве интервала развития трещины ГРП выделяются только участки ее максимального раскрытия.

В приведенном на рис. 5 примере обработка и комплексный анализ данных, полученных прибором АВАК до и после проведения работ по ГРП, позволяют получить следующие результаты:

- по данным изменения Δt_s , A_s , анизотропии, Δt_{st} , A_{st} можно выделить интервал развития трещины ГРП (светло-зеленый цвет). Наиболее чувствительным к данному параметру является уменьшение значений амплитуд поперечной волны и волны Стоунли;
- интервалы максимального раскрытия трещины ГРП выделяются по максимальному увеличению значений Δt_s (темно-зеленый цвет);
- рассчитать азимуты направления трещины ГРП (на сферических диаграммах в колонке “анизотропия” длина указателя направления пропорциональна величине анизотропии);
- в интервале перфорации по данным Δt_{st} отмечается небольшое уменьшение эффективной пористости в прискважинной зоне (до 0,5 м), связанное, вероятно, с заполнением части пустотного пространства пропантом;
- интервалы глубин с уменьшением A_{st} можно интерпретировать как увеличение проницаемости. Такие же изменения наблюдаются в интервалах с ухудшением контакта цемент–колонна (коричневая заливка);
- состояние цементного камня свидетельствует о том, что затрубное пространство в кровле и подошве пласта герметично. Ухудшение контакта цемент–колонна в интервале глубин 2970–2966 м связано с образованием микрозазоров между колонной и цементом, вызванным воздействием на колонну давления, возникшего при проведении ГРП. Со временем контакт, возможно, восстановится.

Накопленный опыт интерпретации данных АВАК, в частности определение азимута направления анизотропии и анализ результатов проведения ГРП, показал необходимость проведения следующих мероприятий:

- для определения азимута направления анизотропии проводить три полных замера в интервале исследования;
- обеспечить скорость вращения прибора один оборот на 10 м каротажа;
- записывать разворот прибора до интервала, в котором известен азимут скважины;

- при угле наклона скважины менее 10° расчет угла разворота прибора производить по алгоритмам, не использующим вертикальную составляющую;
- перед ГРП проводить фоновый замер.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козяр Н. В. Оценка упругих параметров пород и направления развития трещины ГРП по материалам акустического каротажа: Доклад на научно-производственной конференции “Вопросы проектирования и предварительного рассмотрения документации на разработку месторождений нефти и газа в Западной Сибири и пути их решения”. 2009.
2. Tang X. M., Cheng A. Quantitative Borehole Acoustic Methods // Seismic Exploration. 2004. Vol. 24.

УДК 550.832.582:681.2.088

Е. М. Митюшин, Р. Т. Хаматдинов, В. К. Громцев, С. С. Сошин

СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ СИЛЬНОГО ПОЛЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ООО “НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА”

Рассмотрены вопросы применения российских приборов ядерно-магнитного каротажа искусственного поля. Описана методика метрологической аттестации соответствующей аппаратуры в ООО “Нефтегазгеофизика”.

Ключевые слова: магнитное поле, ядерно-магнитный томографический каротаж, спиновое эхо, аппаратура, метрология, методика.

2 февраля 2001 г. в Оренбургской области было проведено первое исследование скважины отечественным прибором ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК) [3, 7, 10]. На тот момент на российском рынке геофизических услуг для проведения ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в сильном магнитном поле использовались только два типа приборов: MRIL фирмы “Халлибартон” и CMR фирмы “Шлюмберже”. Несколько позже на российский рынок вышла фирма “Бейкер-Хьюз” с прибором MREX.

В основе технологии ЯМТК лежит защищенный патентом Российской Федерации [5] способ регистрации ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в скважине, позволивший существенно поднять качество измерений. Кроме РФ, аналогичная аппаратура запатентована в ряде зарубежных государств (США, Норвегия, Великобритания, Канада, Мексика, Германия).

Технология ЯМТК предназначена для центрированных приборов, и область ее применения ограничена скважинами диаметром до ≈ 300 мм. Для скважин большего диаметра в ООО “Нефтегазгеофизика” разработана технология прижимных приборов ядерно-магнитного каротажа (ЯМТК-П), в которых зондовая установка имеет несимметричную конфигурацию магнитных полей, что позволяет ограничить область исследования относительно узким сектором. Способ формирования зоны исследования и соответствующее устройство защищены российским патентом [6]. Прижимной прибор проходит в настоящее время опытную эксплуатацию.

Номенклатура приборов ЯМК, разработанных в ООО “Нефтегазгеофизика”, и их основные характеристики представлены в таблице.

Исследования скважинными приборами ЯМТК и ЯМТК-П в России выполнены в осадочном чехле и фундаменте Русской платформы, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской плит. В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции исследованы продуктивные комплексы карбона, девона, а также архея. В Тимано-Печорской НГП исследованы продуктивные отложения пермского возраста. В основной нефтегазоносной провинции России – Западно-Сибирской – выполнены исследования в разрезах верхнего (сеноман) и нижнего (неоком) мела, юры и палеозоя. Исследованные ЯМК разрезы включали осадочные, магматические и метаморфические породы. Продуктивные комплексы были в основном представлены терригенными (кварцевые и аркозовые песчаники) и карбонатными породами. Глубины интервалов исследования скважин находились в диапазоне 500–4500 м, максимальная температура составляла 128 °С, давление – 60 МПа, угол наклона скважин – до 40°.

ООО “Нефтегазгеофизика” из года в год наращивает как объемы сервисных работ по ЯМК, так и производство соответствующих приборов. На диаграмме (рис. 1) показаны объемы сервисных работ ООО “Нефтегазгеофизика”, выполненные за последние 10 лет.

Таблица
Характеристики приборов ЯМК, разработанных в ООО "Нефтегазгеофизика"

Наименование прибора	ЯМТК-145	ЯМТК-145-Т	ЯМТК-120	ЯМТК-120-Т	ЯМТК-П	ЯМТК-А	ЯМР-релаксо-метр
1	2	3	4	5	6	7	8
Тип прибора	Серийный центрируемый	Серийный центрируемый	Серийный центрируемый	Серийный центрируемый	Опытный прижимной	Опытный автономный	Опытный
Макс. температура, °С	120	150	120	150	120	100	–
Макс. давление, МПа	80	110	80	110	80	80	–
Макс. диаметр, мм: без отклонителей с отклонителями	145 165	152 170	120 134	120 134	120 –	120 134	–
Длина прибора, м	7,2	10,8	7,2	10,0	7,2	11,0	–
Масса прибора в собранном виде, кг	258	420	226	350	220	425	10
Время непрерывной работы (при макс. температуре), ч	10	10	10	10	10	48 (деж. режим) 4 (режим изм.)	–
Постоянное магнитное поле, Гс	164	164	141	141	164	141	280
Радиочастотное поле, Гс	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	2,5
Частота, кГц	≈700	≈700	≈600	≈600	≈700	≈600	≈1200

Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
Градиент в зоне исследования, $G_{с/см}$	20	20	20	20	20	20	0,4, 10, 20
Минимальное время раздвижки, $T_E, мс$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,3
Число сигналов эха	До 1000	До 1000	До 1000	До 1000	До 1000	До 1000	До 8000
Скорость каротажа, м/ч	100	100	100	100	100	100	—
Диапазон измерения амплитуды сигнала, %	0–100	0–100	0–100	0–100	0–100	0–100	0–100
Погрешность измерения пористости (3 накопления), %	1	1	1	1	4 (6 накоплений)	1	0,1 (10 накоплений)
Диапазон измерения времени поперечной релаксации, $T_2, мс$	1–3000	1–3000	1–3000	1–3000	1–3000	1–3000	0,3–3000
Вертикальное разрешение, мм	620	620	620	620	620	620	Керн ($\varnothing = 30 мм, h = 35 мм$)
Диаметр зоны исследования, мм	340	340	280	280	Глубина ность 50 мм	280	—
Толщина зоны исследования, мм	0,5–1	0,5–1	0,5–1	0,5–1	0,5–1	0,5–1	—
Сопротивление бурового раствора, Ом·м	> 0,04	> 0,04	> 0,04	> 0,04	> 0,02	> 0,07	—

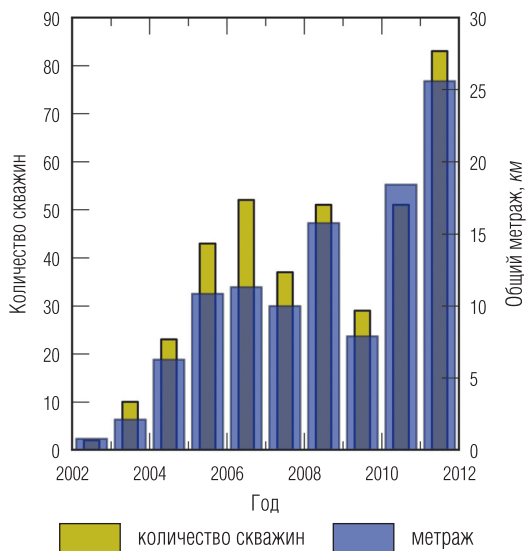


Рис. 1. Диаграмма развития сервисных работ (методом ЯМК) ООО “Нефтегазгеофизика” по годам

Положительная динамика развития ядерно-магнитного каротажа по российской технологии ЯМТК обусловлена следующими причинами:

- 1) соответствие основных характеристик прибора требованиям к ЯМК в сильном поле, что обеспечивает решение геологических задач как по определению фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕС) геологического разреза, так и по определению насыщенности пластов;
- 2) представление материалов заказчику в привычном для него виде, то есть в форме заключения по разрезу, с полными данными по пластам;
- 3) консультации с заказчиком по неясным вопросам интерпретации;
- 4) полная открытость элементов технологии на всех ее этапах.

Результаты применения ЯМК в сильном поле подтверждены как многочисленными зарубежными публикациями на основе тысяч скважин, так и опытом работ, выполненных в ООО “Нефтегазгеофизика” (более 350 скважин в различных геологических условиях России). Успешно решаются задачи по определению насыщенности породы

различными видами углеводородов. Ограничения ЯМК, связанные с наличием в пластах газа или тяжелых нефтей (битума), достаточно надежно устраняются в комплексе с другими видами ГИС (ЭК, РК) [10].

Результаты ЯМК рекомендованы к использованию “Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом”, согласованными с ГКЗ МПР России.

В целом можно сказать, что метод ЯМК подтвердил свою эффективность в геофизических исследованиях, и вопрос о его полезности в настоящее время уже не стоит. Однако существует проблема обеспечения единства измерений с обязательной метрологической аттестацией аппаратуры ЯМК, подготовленной к производственному применению. Один из способов аттестации рассмотрен в настоящей работе.

Процесс измерения в приборах серии ЯМТК включает в себя намагничивание статическим магнитным полем ядер водорода в исследуемой породе, их импульсное возбуждение и прием сигналов спинового эха в промежутках между импульсами. Возбуждение и прием осуществляются по методу Карра–Парселла–Мейбума–Гилла (КПМГ) [11], который ориентирован на измерение времени поперечной (или спин-спиновой) релаксации T_2 . Выходным сигналом приборов является последовательность зарегистрированных сигналов эха (релаксационная кривая). Период следования возбуждающих импульсов (далее раздвижка) обычно обозначается как T_E , а интервал между соседними последовательностями КПМГ как T_W . Для повышения информативности регистрируемых данных в аппаратуре ЯМТК используется несколько режимов работы, которые отличаются значениями T_E и T_W .

Сигнал, регистрируемый в методе КПМГ, может быть разложен на совокупность отдельных экспоненциальных релаксаций [4, 12], распределение амплитуд которых по временам их релаксаций отражает распределение пор по размерам. Это позволяет перейти от сигнала ЯМР к распределению пор по размерам, а затем к оценке ФЕС исследуемой породы и решению поставленных геофизических задач. Следовательно, прибор, подготовленный к производственному применению, должен корректно регистрировать релаксационные кривые во всем диапазоне времен T_2 , характерных для горных пород. Обычно для метрологической оценки такой характеристики аппаратуры предлагается использовать ряд жидкостей с различными

временами релаксации T_2 [1]. Однако этот метод представляется нам неудовлетворительным по следующим причинам:

- 1) отсутствуют метрологические средства, определяющие истинное значение T_2 для жидкости, использованной в эталонной среде;
- 2) отсутствует методика создания растворов с заведомо определенным значением T_2 .

Кроме того, применение специальных жидкостей не отвечает на вопрос, насколько правильно измеряется релаксационная кривая с позиций соблюдения всех требований метода КПМГ.

В ООО “Нефтегазгеофизика” используется метод проверки T_2 в одной емкости с одной жидкостью (водой). При этом в качестве варьируемого параметра используется не истинное значение T_2 жидкости, а наблюдаемое, которое определяется параметрами последовательности КПМГ, градиентом статического магнитного поля прибора и диффузией молекул жидкости. Прибор ЯМТК в зоне исследования имеет градиент магнитного поля порядка 20 Гс/см. Молекулы воды, диффундируя, переходят из области с одним значением поля в область с другим значением. При этом происходит расфазировка сигнала ядерной индукции, что вызывает его дополнительное затухание, которое выражается в уменьшении регистрируемого T_2 .

В общем виде затухание сигнала ЯМР в воде определяется тремя процессами релаксации [8]: объемной (характеризуется временем T_{bulk}), поверхностной (T_S) и диффузионной (T_D). Если измерения проводятся в большом объеме, например в баке, то поверхностной релаксацией можно пренебречь, тогда для наблюдаемого времени T_2 можно записать:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{bulk}} + \frac{1}{T_D}, \quad (1)$$

причем

$$T_D = \frac{12}{D(\gamma G T_E)^2}, \quad (2)$$

где D – коэффициент самодиффузии воды, γ – гиромагнитное отношение ядер водорода (эти параметры определяют свойства воды); G – градиент магнитного поля в зоне исследования; T_E – интервал времени между радиоимпульсами (эти параметры определяют свойства прибора). При фиксированных значениях G и T_E вода, в

первом приближении, характеризуется одним временем поперечной релаксации T_2 , поэтому сигнал ЯМР, вызванный релаксацией воды в большом объеме, будет иметь следующий вид:

$$A(t) = A_0 e^{-\frac{t}{T_2}}, \quad (3)$$

где t – время; A_0 – амплитуда сигнала в момент времени $t = 0$. A_0 пропорциональна общей пористости исследуемой среды.

Используя только одну емкость с водой, соотношения (1) и (3) позволяют имитировать релаксационные кривые в широком диапазоне изменения T_2 . Для этого необходимо провести измерения при различных значениях T_E . Так, в приборе ЯМТК (при градиенте в зоне исследования 20 Гс/см) изменением T_E от $0,8 \text{ мс}$ до 8 мс можно получить T_2 в пределах от $1,2 \text{ с}$ до 20 мс . Этот диапазон охватывает практически все значения T_2 , характерные для различных значений эффективной пористости и пористости капиллярно-связанной воды в реальных породах. Отметим, что при всех метрологических испытаниях зондовая установка приборов должна помещаться в электромагнитный экран, обеспечивающий ослабление внешних помех не менее, чем на 40 дБ . Результаты измерений для различных T_E на одном из приборов ЯМТК представлены на рис. 2.

После регистрации полученные данные обрабатываются по следующему алгоритму:

1. Каждая релаксационная кривая методом наименьших квадратов аппроксимируется функцией вида

$$A_j(t) = A_{0j} e^{-\frac{t}{T_{2j}}}, \quad (4)$$

в которой индексом j обозначен номер соответствующей кривой. Таким образом определяются коэффициент A_{0j} и постоянная времени затухания T_{2j} .

2. Из исходных данных вычитаются аппроксимирующие функции и определяется среднее квадратичное отклонение (СКО) результатов измерений от значения аппроксимирующей функции ($\text{СКО}_{\text{approx}}$).

Исходные данные считаются достоверными, если $\text{СКО}_{\text{approx}}$ по всем измерениям не превосходят $1\text{--}2\%$ от A_{0j} . Более высокие значения этой величины указывают на присутствие дополнительных помех промышленного происхождения. В этом случае в первую очередь

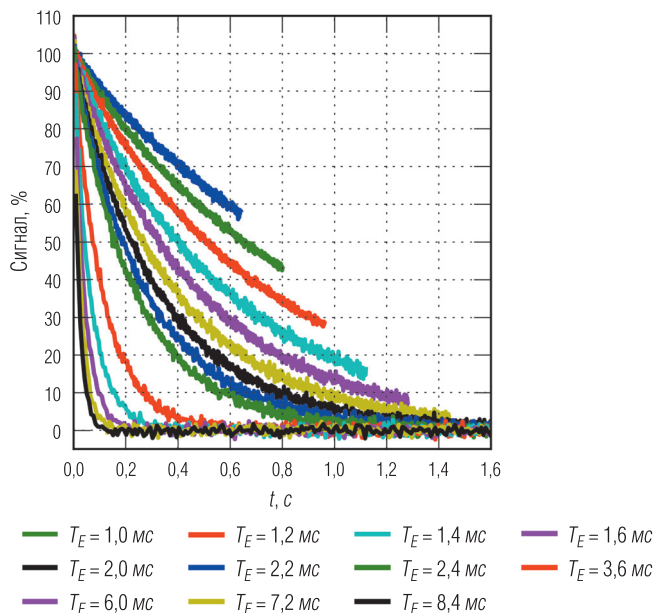


Рис. 2. Результаты измерений релаксационных кривых на приборе ЯМТК в баке с водой при значении градиента магнитного поля $G = 20 \text{ Гс/см}$ и количестве импульсов в последовательности КПМГ $N_E = 800$ при различных значениях T_E

необходимо проверить все точки заземления экрана и прибора. Затем, если $СКО_{approx}$ не снижается, можно при проведении метрологических операций увеличить количество накоплений сигнала.

На основе полученных данных строится зависимость $T_{2j}(T_{Ej})$ (рис. 3), которая аппроксимируется теоретической функцией вида:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{bulk}} + \frac{D(\gamma G)^2}{12} T_E^2. \quad (5)$$

Среднее квадратичное отклонение экспериментальных данных от (5) не должно превышать 1% от T_{2j} , в противном случае результаты считаются недостоверными.

Анализ экспериментальной зависимости, приведенной на рис. 3, позволяет оценить ряд следующих существенных характеристик исследуемой аппаратуры:

- 1) линейность характеристики говорит о том, что во всем диапазоне изменений T_E в последовательности КПМГ не изменяются параметры радиоимпульсов по частоте, фазе и амплитуде, то есть достаточно строго соблюдается когерентность сигналов, что минимизирует аппаратурные систематические искажения релаксационной кривой и, кроме того, обеспечивает условия оптимального приема сигналов спинного эха;
- 2) значение зависимости (5) при $T_E = 0$ определяет время объемной релаксации воды T_{bulk} , которое должно составлять не менее 2,3 с;
- 3) наклон зависимости (5) при известном коэффициенте самодиффузии D дает реальное значение градиента G статического магнитного поля прибора в зоне исследования.

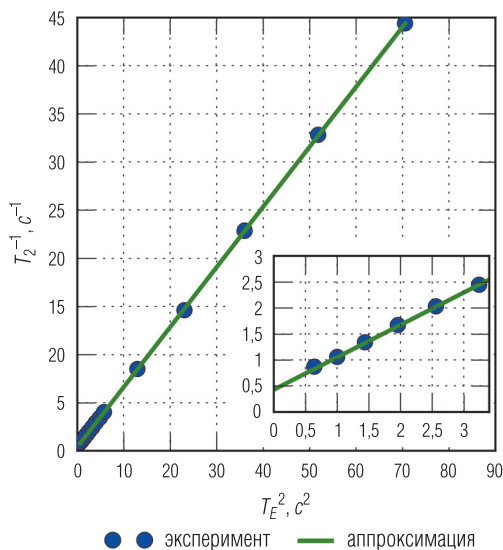


Рис. 3. Зависимость между T_2^{-1} и T_E^2 . Точками обозначены данные, рассчитанные для экспериментальных кривых, приведенных на рис. 2. Сплошной линией показана аппроксимация этих данных функцией (5). На врезке в увеличенном виде приведен участок рисунка, соответствующий коротким T_E . Обозначения на врезке имеют тот же смысл, что и на основном графике. Результаты аппроксимации дают для градиента G магнитного поля в зоне исследования значение 20,8 Гс/см, для времени объемной релаксации воды T_{bulk} значение 2,36 с

Детальное рассмотрение экспериментальных зависимостей (рис. 3) позволяет выявить не только случайные, но и систематические погрешности, которые сопровождают процесс регистрации релаксационной кривой. В частности, к систематической погрешности приводит эффект “стимулированного” сигнала эха [9], проявляющийся в искажении начального участка релаксационной кривой. Для примера на рис. 4 приведены первые четыре точки кривой для $T_E = 1$ мс из рис. 2. Видно, что первая точка лежит существенно ниже ожидаемого значения ($\approx 100\%$), вторая оказывается завышенной, и только третья и четвертая точки дают результат, который в пределах погрешности измерений соответствует основному тренду. Теоретически этот эффект подробно рассмотрен в [9], где также рассчитаны поправочные коэффициенты. Однако наши исследования показали, что на практике коэффициенты, определяющие отклонение первых точек от экспоненциального тренда, зависят от ряда факторов, которые в своей совокупности являются трудноучитываемыми. К таким факторам относятся длительность и амплитуда возбуждающих импульсов, распределения радиочастотного и статического полей в зоне исследования, характеристики приемных контуров приборов.

Поэтому в аппаратуре ЯМТК для определения поправочных коэффициентов на первые точки используются экспериментальные данные. Коэффициенты определяются из формулы

$$k_i = \frac{A(iT_E)}{A_i}, \quad (6)$$

где k_i – поправочный коэффициент для i -й точки; $A(iT_E)$ – значение релаксационной кривой в момент времени iT_E , определенное по формуле (4); A_i – экспериментальное значение i -й точки релаксационной кривой (рис. 4).

Практика показывает, что поправка на “стимулированное” эхо особенно важна при регистрации данных от флюидов с коротким временем релаксации (глины, капиллярно-связанная вода). В этом случае время поперечной релаксации T_2 лежит в пределах от долей миллисекунды до нескольких десятков миллисекунд. В приборах ЯМТК для таких сред существует специальный режим (“канал глины”) с коротким промежутком (T_W) между последовательностями. T_W этого режима составляет 20 мс, что обеспечивает регистрацию только коротких компонент релаксационной кривой. Очевидно, что

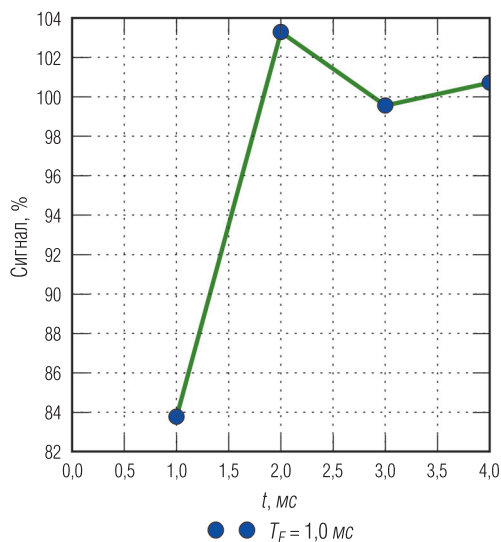


Рис. 4. Первые четыре точки релаксационной кривой при $T_E = 1$ мс

результаты регистрации по “каналу глин” и по основному режиму должны полностью совпадать при измерениях в однородном флюиде с коротким временем релаксации. На приборах серии ЯМТК такое исследование проводится в водном растворе, содержащем парамагнитные ионы Mn^{++} , который дает времена T_2 порядка 1 мс. Результаты испытаний приведены на рис. 5, где одновременно показаны первые точки релаксационных кривых, снятых на разных раздвижках T_E в основном режиме измерений (на рисунке обозначены как RLX) и в режиме измерения глин (обозначены как RLC). Видно, что результаты всех измерений с хорошей точностью ложатся на одну экспоненциальную кривую, проведенную сплошной линией. Время T_2 этой кривой равно 0,7 мс.

По результатам испытаний можно сделать вывод о том, что приборы серии ЯМТК охватывают весь диапазон времен релаксации, характерный для исследуемых горных пород. Предложенная методика аттестации позволяет удовлетворительно оценить работоспособность аппаратуры ЯМК. К достоинствам методики относятся небольшая трудоемкость проводимых операций, незначительные временные

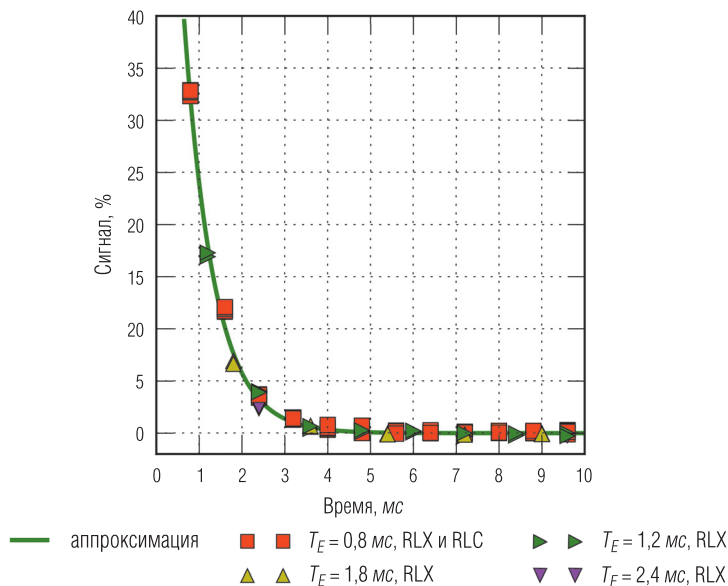


Рис. 5. Начальные участки релаксационных кривых, снятых на приборе ЯМТК. Кривые получены в режимах RLX ($T_W = 10$ с) и RLC ($T_W = 20$ мс). Режим RLC регистрировался только при $T_E = 0,8$ мс. Данные сгруппированы по раздвижкам. Сплошной линией показано одноэкспоненциальное приближение с $T_2 = 0,7$ мс

затраты, простота автоматизации процедуры и широкий спектр тестируемых параметров. Однако очевидно, что описанные эксперименты не дают строгих метрологических оценок погрешностей аппаратуры, а скорее представляют собой операции по выявлению аппаратурных искажений измерительного процесса, которые в обязательном порядке должны обнаруживаться и устраняться в аппаратуре, подготовленной к производственной эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М., Неретин В. Д. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. М.: Недра, 1990. С. 69.
2. Малинин А. В. О некоторых возможностях ядерно-магнитного каротажа при геолого-техническом моделировании // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 116–117. С. 23–43.

3. Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Хаматдинов Р. Т. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов // Геофизика. 2002. № 1. С. 43–50.
4. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерного магнитного резонанса // Коллоидный Журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
5. Пат. РФ № 2181901. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Хаматдинов Р. Т. 2002.
6. Пат. РФ № 2367982. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т. 2009.
7. Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Малинин А. В. Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С. 138–169.
8. Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. New York: Pergamon, 2002. P. 94.
9. Goelman G., Prammer M. G. The CPMG Pulse Sequence in Strong Magnetic Field Gradients with Applications to Oil-Well Logging // Journal of Magnetic Resonance, Series A. 1995. Vol. 113. № 1. P. 11–18.
10. Khamatdinov R., Mityushin E., Murtsoykin V., Tiller D., Jonkers J. Field Test of a New Nuclear Magnetic Resonance Tool // SPWLA 44 Annual Logging Symposium, 2003. Paper AAA.
11. Meiboom S., Gill D. Modified SpinEcho Method for Measuring Nuclear Relaxation Times // Rev. Sci. Instrum. 1958. № 29. с. 688.
12. Straley C., Rossinia D., Vinegarb H., Tutunjianb P., Morriss C. Core Analysis by Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. Vol. 38. № 2. P. 84–94.

УДК 550.832.75

Б. В. Рудяк, О. М. Снежко, Ю. Л. Шеин

ТЕХНОЛОГИЯ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ

Технология индукционного каротажного зондирования высокого разрешения, реализованная на базе пятизондовой аппаратуры индукционного каротажа, предусматривает цифровую калибровку, цифровую регистрацию данных ИК, а также процедуру обработки результатов скважинных измерений, формирующую набор синтетических диаграмм, соответствующих зондам с заданными радиальными и вертикальными характеристиками. Приведены характеристики физических и синтетических зондов аппаратуры 5ИК. На расчетных и скважинных материалах продемонстрирована высокая эффективность разработанной технологии.

Ключевые слова: удельное электрическое сопротивление, индукционное каротажное зондирование, синтетические зонды.

В 2005 г. в ООО “Нефтегазгеофизика” была разработана пятизондовая скважинная аппаратура индукционного каротажа 5ИК. Она стала развитием хорошо зарекомендовавшей себя четырехзондовой аппаратуры ИКЗ-2 [1] и ее последующих модификаций (ИКЗ-2М, ИКЗ-2-О, 4ИК и др.), выпускавшихся серийно с 1998 г. в Твери и Киеве (КОЭЗГП). В аппаратуре 5ИК, так же как и в ее прототипе, реализована одновременная регистрация активных и реактивных компонент кажущейся проводимости по каждому из пяти индукционных зондов (ЗИ0,3; ЗИ0,5; ЗИ0,85; ЗИ1,26; ЗИ2,05). Дополнительно регистрируется кривая естественной поляризации (ПС). Основное отличие 5ИК от 4ИК состоит в дополнении комплекса коротким зондом ЗИ0,3 (база 30 см). Включение этого зонда в комплекс преследовало цель повышения информативности аппаратуры в ближней зоне исследования.

На рис. 1, 2 приведены радиальные и вертикальные характеристики зондов, а в табл. 1 – величины их вертикальных разрешений и радиусов исследований. Как видно из этих данных, радиусы исследования зондов аппаратуры 5ИК изменяются в достаточно широких пределах (от 40 см до 3 м), однако их вертикальное разрешение также имеет значительный диапазон, у длинных зондов оно составляет 1,5–2,5 м.

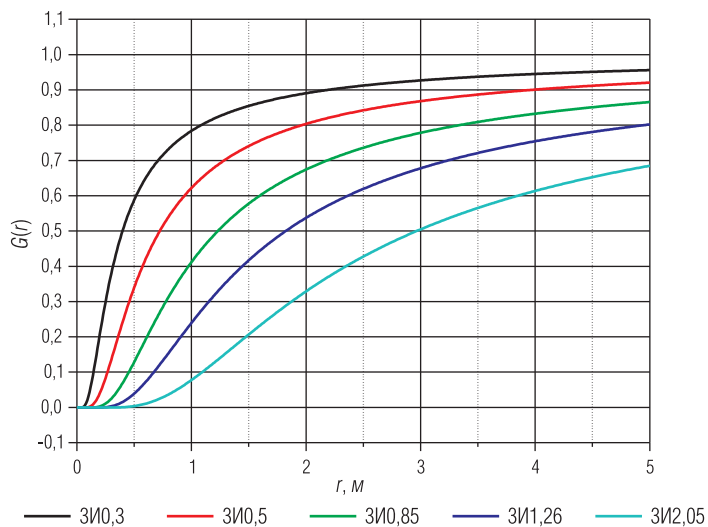


Рис. 1. Интегральные радиальные характеристики зондов аппаратуры 5ИК

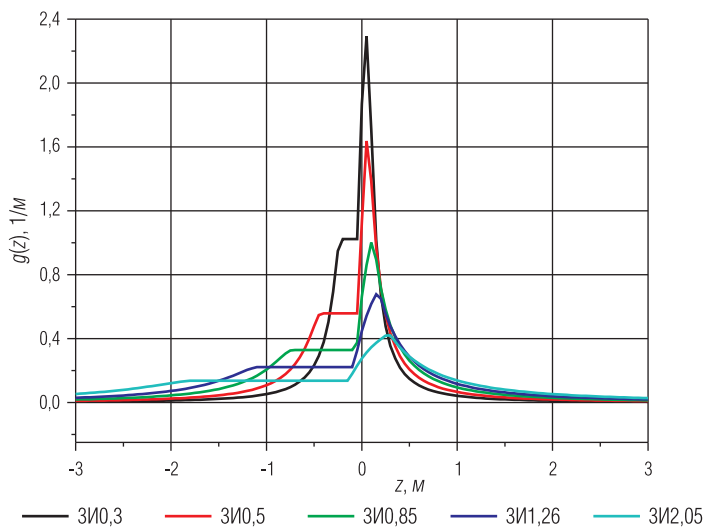


Рис. 2. Дифференциальные вертикальные характеристики зондов аппаратуры 5ИК

В табл. 2 приведены технические характеристики аппаратуры 5ИК для различных исполнений по термобаростойкости, в табл. 3 – диапазоны измерений зондов, входящих в состав комплекса. Габаритные размеры, масса, потребляемая мощность, условия эксплуатации по температуре и давлению скважинного прибора 5ИК не отличаются от соответствующих параметров прибора 4ИК.

Таблица 1

Пространственное разрешение зондов аппаратуры 5ИК
в приближении геометрического фактора

Зонд	ЗИ0,3	ЗИ0,5	ЗИ0,85	ЗИ1,26	ЗИ2,05
Вертикальное разрешение $H_{0,5}$, м	0,35	0,61	1,03	1,54	2,50
Радиус исследования $R_{0,5}$, м	0,4	0,72	1,23	1,82	2,97

Таблица 2

Технические характеристики аппаратуры

Параметр	Вариант исполнения	
	Кабельный	Автономный
Длина скважинного прибора, мм	3710 (120 °С)	5476
Максимальный диаметр скважинного прибора, мм	76	90
Масса скважинного прибора, кг	< 60	< 150
Максимальная рабочая температура, °С	120, 150, 175, 200	90, 120
Максимальное рабочее давление, МПа	80, 100, 120, 140	80, 100
Скорость каротажа, м/ч	1200–1500	400
Телеметрия	Манчестер-2, 22 кбод	–
Число регистрируемых цифровых каналов	20	26
Число регистрируемых аналоговых каналов	1 (ПС)	–
Число измеряемых параметров	25	26
Рабочая частота зондов, кГц	100	100
Диапазон диаметров исследуемых скважин, мм	90–350	120–400
Питание скважинной аппаратуры	~220 В, 50 Гц	Автономное
Потребляемая мощность, Вт	10	5

Таблица 3

Диапазоны измерений зондов аппаратуры 5ИК

Измеряемые параметры		Диапазон измерений		Основная погрешность
Зонд	Канал	σ_k , мСм/м	ρ , Ом·м	$\pm(0,03 \times \sigma_k + 1 \text{ мСм/м})$
ЗИ0,3	Активный	3–2000	0,3–300	
	Реактивный	3–1500	0,3–15	
ЗИ0,5	Активный	3–1500	0,3–300	
	Реактивный	3–1500	0,3–20	
ЗИ0,85	Активный	3–1000	0,5–300	
	Реактивный	3–1000	0,3–30	
ЗИ1,26	Активный	3–500	0,8–300	
	Реактивный	3–1000	0,3–35	
ЗИ2,05	Активный	3–300	2,0–300	
	Реактивный	3–700	0,3–45	

Аппаратура выпускается в двух основных модификациях – для проведения работ на кабеле и на бурильных трубах (автономное исполнение). Обе модификации являются транзитными, что позволяет при работе в сборках размещать ниже прибора 5ИК другие скважинные приборы. В кабельном исполнении аппаратура работает с регистрирующим оборудованием, обеспечивающим прием и передачу информации в коде Манчестер-2, каротажной станцией с трехжильным грузонесущим кабелем длиной до 8000 м. В автономном исполнении аппаратура работает с регистрирующим оборудованием, обеспечивающим подготовку скважинного прибора к каротажу, считывание данных каротажа из модуля памяти скважинного прибора и редактирование этих данных с записью на цифровой носитель. В силу единства комплекса зондов кабельная и автономная модификации имеют единое программно-методическое обеспечение для обработки данных каротажа.

Для эксплуатации аппаратуры 5ИК с каротажным регистратором “Каскад” в ООО “Нефтегазгеофизика” разработано программное обеспечение:

- для настройки и тестирования прибора на базе (для ремонтных служб предприятия);
- базовой калибровки аппаратуры;

- тестирования прибора перед каротажом (операторским составом);
- регистрации данных (для кабельного исполнения), считывания и редактирования данных (для автономного исполнения).

При использовании регистраторов других типов для полноценного функционирования аппаратуры 5ИК необходимо наличие ПО, выполняющего перечисленные функции.

На базе аппаратуры 5ИК в ООО “Нефтегазгеофизика” завершена разработка технологии индукционного каротажного зондирования высокого разрешения. Технология, в частности, предусматривает процедуру цифровой базовой калибровки, цифровую регистрацию данных ИК, а также процедуру обработки результатов скважинных измерений, формирующую набор диаграмм синтетических зондов с заданными радиальными и вертикальными характеристиками. Для этого были разработаны алгоритмы построения диаграмм синтетических зондов аппаратуры 5ИК, впервые реализованные фирмой “Шлюмберге” в аппаратуре АИТ [3].

Показания синтетических зондов индукционного каротажа в каждой точке рассчитываются как взвешенная сумма комбинаций активных и реактивных компонент физических зондов в нескольких точках по вертикали:

$$\sigma_a^{snt}(z) = \sum_{l=1}^L \sum_{z'=z_{\min}}^{z_{\max}} w_l(z') \sigma_a^{(l)}(z - z'), \quad (1)$$

где $\sigma_a^{snt}(z)$ – показания синтетического зонда в точке z ; $\sigma_a^{(l)}(z)$ – комбинация активной и реактивной компонент l -го физического зонда; $w(z)$ – набор весовых функций (фильтр). Фильтр каждого синтетического зонда строится так, чтобы этот зонд обладал необходимыми вертикальными и радиальными характеристиками.

Учет реактивных компонент кажущихся проводимостей физических зондов дает возможность заметно уменьшить влияние проводимости среды на пространственные характеристики синтетических зондов. Если радиусы исследований и вертикальное разрешение исходных физических зондов достаточно сильно зависят от проводимости среды, то использование реактивных компонент сигналов при построении синтетических зондов (1) существенно ослабляет эту зависимость.

Для зондов аппаратуры 5ИК построены два семейства синтетических зондов: с вертикальным разрешением 2 и 4 фута (при

90%-ном геометрическом факторе от пласта толщиной 2 или 4 фута соответственно). Каждое семейство имеет 5 синтетических зондов с глубиной исследования в радиальном направлении 10, 20, 35, 60, 90 дюймов (под глубиной подразумевается радиус цилиндра с геометрическим фактором, равным $1/2$). На рис. 3 приведены радиальные интегральные характеристики синтетических зондов аппаратуры 5ИК (не зависящие от вертикального расчленения), а на рис. 4 – дифференциальные вертикальные характеристики зондов с разрешением 2 и 4 фута (практически не зависящие от радиальной глубины). Примеры пространственных характеристик синтетических зондов аппаратуры 5ИК приведены на рис. 5. Обращает на себя внимание симметричность вертикальных характеристик синтетических зондов, в отличие от характеристик физических зондов.

Использование диаграмм синтетических зондов с одинаковым высоким вертикальным разрешением и симметричными вертикальными характеристиками позволяет устранить проблему отмеченной выше значительной разницы в вертикальном разрешении разноглубинных физических зондов и повысить достоверность определения электрических параметров тонких пластов.

Модули обработки показаний зондов аппаратуры 5ИК, включая процедуры построения синтетических диаграмм, входят в состав программно-методических комплексов LogPWin [4] и LogWin-ЭК [2, 5]. Комплекс LogPWin обеспечивает выполнение первичной обработки данных аппаратуры 5ИК (получение исправленных за скин-эффект кривых кажущихся сопротивлений, введение поправок за влияние скважины, построение синтетических диаграмм сопротивлений и оценку электрических характеристик разреза). Комплекс LogWin-ЭК позволяет проводить полную интерпретацию данных 5ИК совместно с другими электрическими методами ГИС. Методические возможности и техническая работоспособность разработанного программного обеспечения тестировались на расчетных и скважинных материалах.

На рис. 6 представлены результаты обработки расчетных данных для модельного разреза. Разрез представляет собой чередование пластов толщиной 0,5; 1,0; 2,0; 4,0 м, не имеющих проникновения фильтра промывочной жидкости (ПЖ). В первом треке размещены активные компоненты кажущихся сопротивлений физических зондов, исправленные за скин-эффект и влияние скважины.

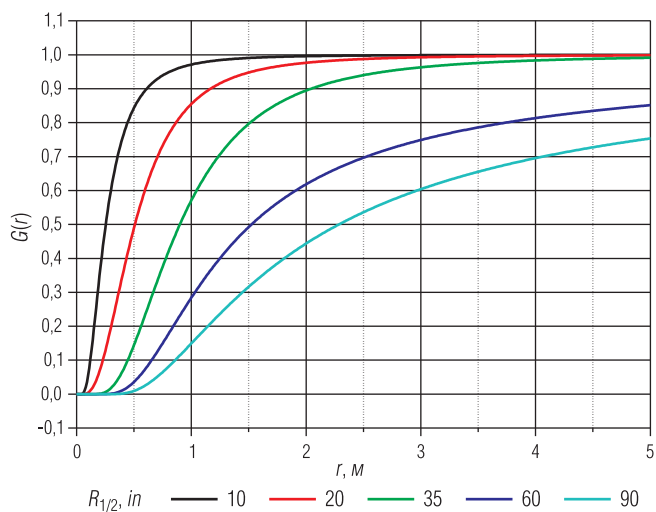


Рис. 3. Интегральные радиальные характеристики синтетических зондов аппаратуры 5ИК

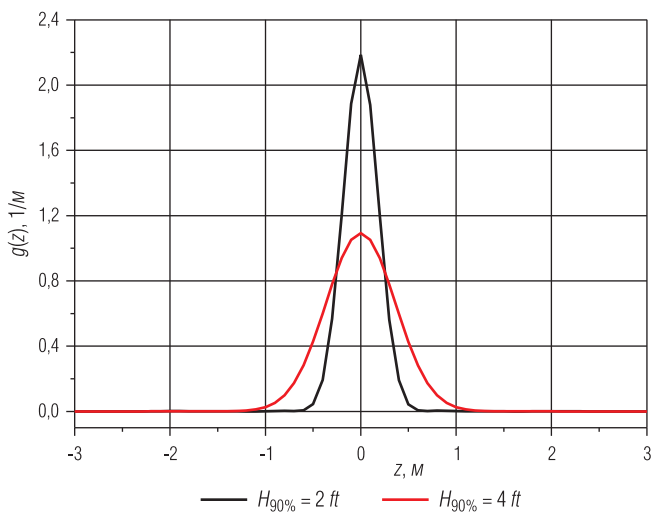


Рис. 4. Дифференциальные вертикальные характеристики двух семейств синтетических зондов аппаратуры 5ИК с разрешением 2 и 4 фута

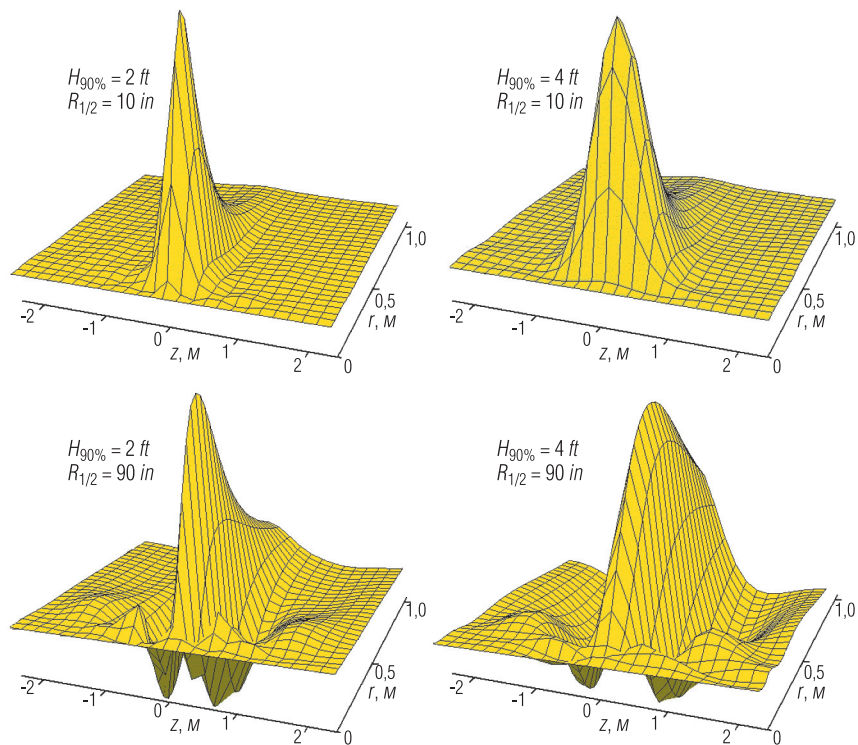


Рис. 5. Примеры пространственных характеристик $g(r, z)$ синтетических зондов аппаратуры 5ИК

Во втором и третьем треках – кажущиеся сопротивления синтетических зондов с вертикальным разрешением 4 и 2 фута соответственно. Первая цифра в названиях синтетических зондов соответствует вертикальному разрешению в футах (2 или 4), две последующие – радиальной глубинности в дюймах. Сопоставление диаграмм физических и синтетических зондов показывает, что диаграммы синтетических зондов гораздо лучше соответствуют профилю удельного электрического сопротивления (УЭС) разреза, чем диаграммы физических зондов, причем диаграммы разноточинных синтетических зондов каждого из семейств (с разрешением в 2 или 4 фута) в разрезе без проникновения ПЖ практически совпадают.

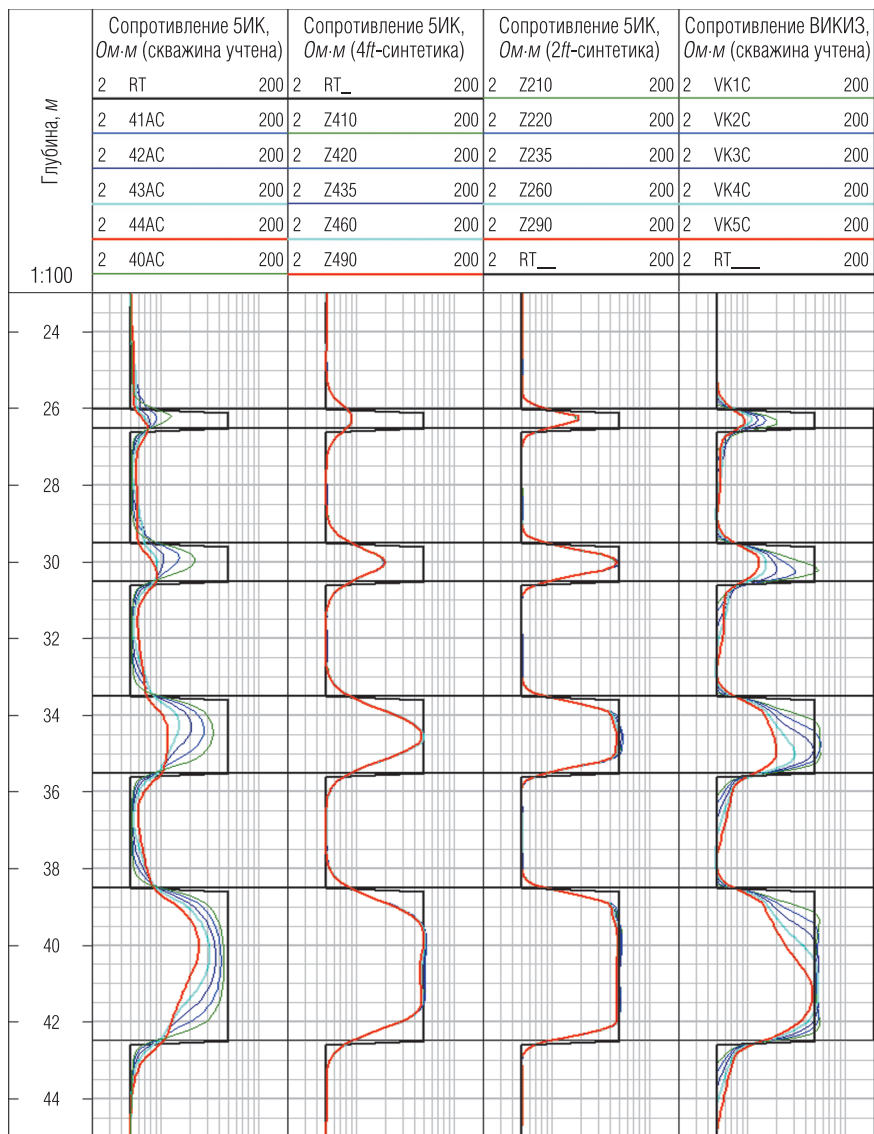


Рис. 6. Кривые КС зондов аппаратуры 5ИК и ВИКИЗ в модельном разрезе без проникновения ПЖ ($d_n = 216$ мм, УЭС ПЖ = 1,0 Ом-м)

Аномалии против пластов на диаграммах синтетических зондов практически симметричны, несмотря на то, что диаграммы физических трехкатушечных зондов ИК (как и диаграммы зондов ВИКИЗ, также являющихся трехкатушечными, приведенные для сравнения в четвертом треке) обладают заметной асимметрией, особенно в тонких пластах. В результате анализа диаграмм синтетических зондов 5ИК в различных модельных разрезах было установлено, что надежные результаты могут быть получены при значении УЭС пластов более 2 Ом·м, когда влияние скин-эффекта может быть корректно учтено. Диаграммы синтетических зондов с разрешением 2 фута целесообразно использовать при относительно невысоких контрастностях УЭС разреза и применении пресных ПЖ (УЭС ПЖ > 0,2 Ом·м). При высоких контрастностях УЭС разреза и наличии ПЖ с низким УЭС необходимо использовать синтетические зонды с разрешением 4 фута. Для расширения области применимости синтетических зондов 5ИК в низкоомной части диапазона УЭС разреза необходимы снижение рабочей частоты зондов комплекса (в первую очередь длинных зондов) либо переход на многочастотные системы измерений с включением рабочих частот порядка 20–40 кГц.

Процедура построения синтетических зондов предъявляет более высокие требования как к качеству обрабатываемых материалов ИК, так и к корректности процедуры учета влияния скважины, чем традиционные методы обработки. В частности, требуется информация о положении прибора в скважине (центрирован, отклонен, на стенке). Отсюда следует необходимость применения при каротаже центраторов или, как минимум, отклонителей.

Результаты обработки скважинных данных, полученных кабельным вариантом аппаратуры 5ИК с использованием отклонителей в вертикальной скважине, заполненной пресной ПЖ, представлены на рис. 7. Во втором треке размещены активные компоненты кажущихся сопротивлений физических зондов, исправленные за скин-эффект и влияние скважины. В третьем треке находятся кажущиеся сопротивления синтетических зондов с вертикальным разрешением 2 фута. Для удобства сопоставления во втором и третьем треках размещены идентичные кривые MLL (данные зонда бокового микрокаротажа). Обращают на себя внимание тонкие пласты высокого сопротивления, залегающие в интервалах 2671,3–2672,7 и 2687,5–2689,7 м.

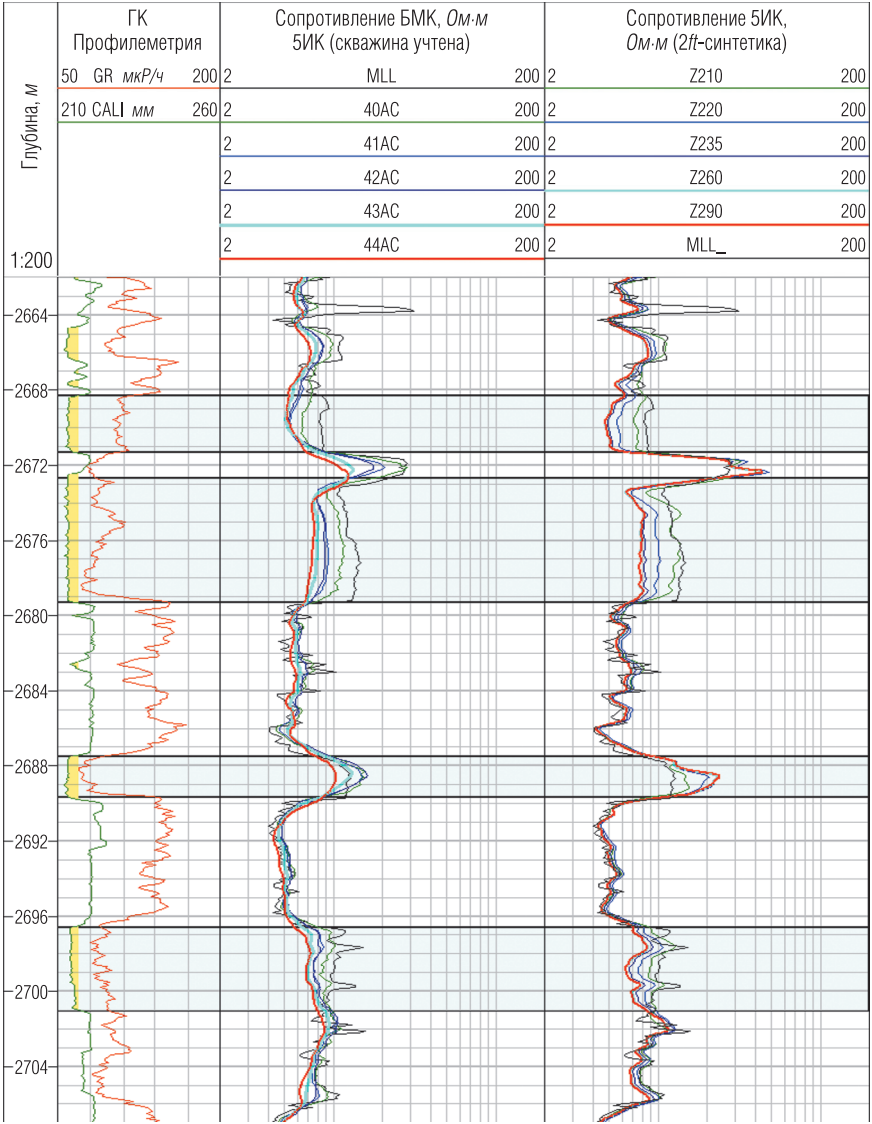


Рис. 7. Кривые КС зондов аппаратуры 5ИК, полученные в вертикальной скважине ($d_n = 216$ мм, УЭС ПЖ = 0,55 Ом·м)

В обоих пластах амплитуды диаграмм физических зондов формально соответствуют повышающему проникновению ПЖ в пласты. Напротив, диаграммы синтетических зондов в верхнем пласте показывают отсутствие радиального градиента УЭС, а в нижнем пласте – наличие зоны понижающего проникновения. Именно такой характер проникновения ПЖ и его наличие подтверждаются данными зонда бокового микрокаротажа (кривая MLL), а также данными профилометрии, представленными в первом треке. Очевидно, что искажение диаграмм глубинных физических зондов в пластах высокого сопротивления вызвано их недостаточно большим вертикальным разрешением и, как следствие, значительным влиянием соседних низкоомных пород. Синтетические зонды, обладающие более высоким вертикальным разрешением, лишены этого недостатка, что приводит к более уверенному выделению высокоомных прослоев (особенно малой мощности) даже по данным глубинных зондов и к правильному определению характера проникновения.

На рис. 8 сопоставляются результаты обработки данных 5ИК, ВИКИЗ, БК и БМК в вертикальной скважине с УЭС ПЖ, равным 0,28 Ом·м, в которой пласты-коллекторы характеризуются зоной понижающего проникновения. Вмещающие породы и ПЖ имеют относительно низкое УЭС: 1–2 и 0,38 Ом·м соответственно. Пласт-коллектор, являющийся песчаником, что подтверждается кривой ПС аппаратуры 5ИК, находится в интервале 1698,3–1704,0 м. Он неоднороден и состоит из прослоев толщиной 0,4–1,0 м с УЭС, равным 6–33 Ом·м. Эти прослои уверенно выделяются на диаграммах синтетических зондов аппаратуры 5ИК, причем диаграммы КС двух наиболее глубинных синтетических зондов (Z260 и Z290) практически совпадают и близки к диаграмме КС зонда БК. Диаграммы малоуглубинных синтетических зондов (особенно Z210) имеют заметно меньшие значения КС, что позволяет выделить зону понижающего проникновения. Из-за малой толщины прослоев и плохого вертикального разрешения длинных физических зондов аппаратуры 5ИК и ВИКИЗ происходит существенное сглаживание кривых КС этих зондов в тонкослоистом разрезе, что затрудняет определение УЭС разреза. Так, на кривых КС длинного зонда ВИКИЗ практически не отмечается высокоомный прослой, находящийся в кровле рассматриваемой пачки (интервал 1698,3–1699,0 м), на наличие которого указывают кривая КС зонда БК и диаграммы синтетических зондов 5ИК.

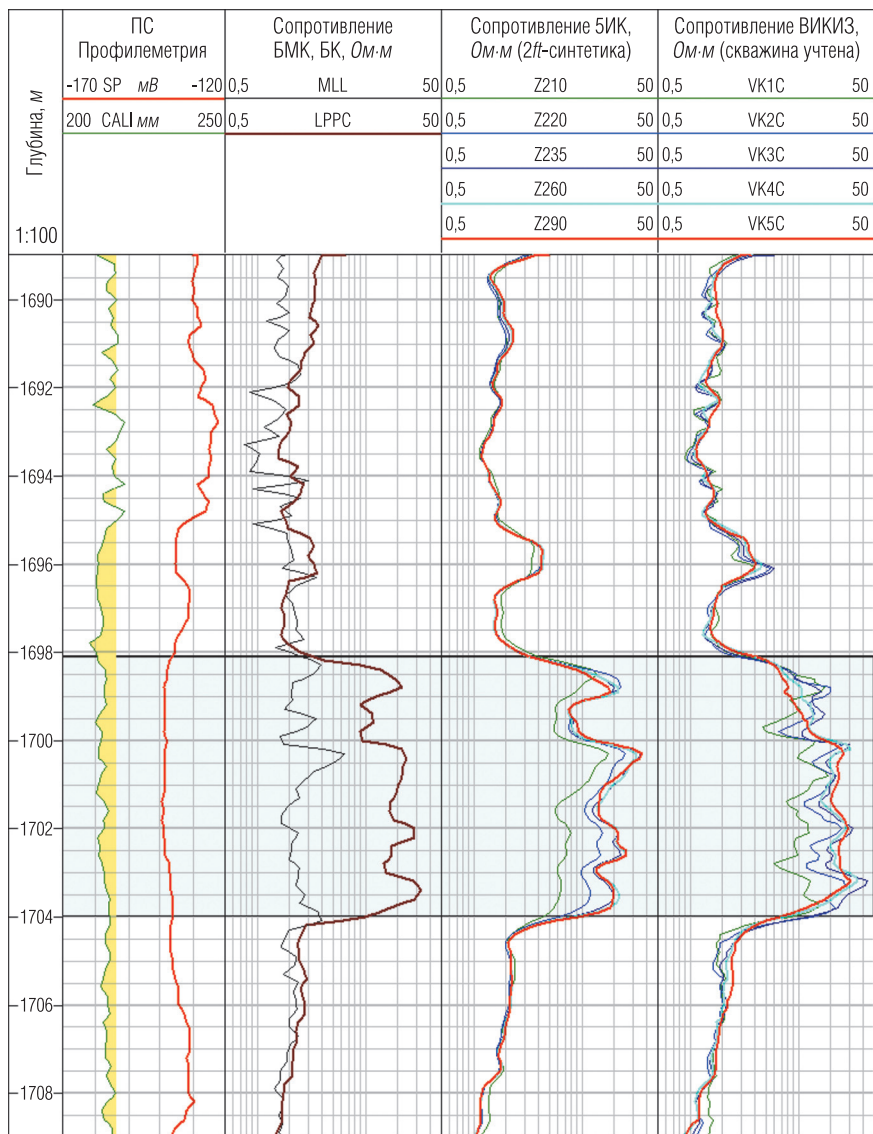


Рис. 8. Кривые КС зондов аппаратуры 5ИК, ВИКИЗ, полученные в вертикальной скважине ($d_n = 216$ мм, УЭС ПЖ = 0,28 Ом-м)

Таким образом, разработанная технология индукционного каротажного зондирования высокого вертикального разрешения обеспечивает:

- возможность получения диаграмм синтетических зондов различной радиальной глубинности (от 25 до 228 см) при одинаковом высоком вертикальном разрешении (60 или 120 см);
- повышение достоверности результатов интерпретации в тонких пластах по сравнению с существующими отечественными комплексами ЭМК (ИКЗ-2, 4ИК, ВИКИЗ и др.).

Высокая эффективность технологии подтверждена результатами скважинных исследований. Она может широко использоваться благодаря наличию транзитных вариантов кабельного и автономного исполнения аппаратуры 5ИК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методическое руководство по проведению индукционного каротажа аппаратурой 4ИК и первичной обработке данных. Тверь: ООО “Нефтегазгеофизика”, 2005.
2. Шеин Ю. Л., Павлова Л. И., Рудяк Б. В., Снежко О. М. Определение геоэлектрических характеристик разреза в программе LogWin-ЭК // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 5 (182). С. 89–100.
3. Barber, T. D., Roshal, R. A. Using a Multiarray Induction Tool to Achieve High-resolution Logs with Minimum Environmental Effects. Paper SPE 22725.
4. LogPWin – комплекс программ первичной обработки данных каротажа. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612569.
5. LogWin-ЭК. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610807.

УДК 550.832

Ю. А. Денисов, М. Г. Буяльский,
М. М. Наваркина, А. П. Яковлев

ПРОГРАММНО-АППАРАТУРНЫЙ КОМПЛЕКС “ГЛУБИНОМЕР”. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ И ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Рассмотрена история развития отдельных систем, входящих в состав комплекса “Глубиномер”. Приведены сведения об обработке результатов регистрации и программного обеспечения.

Ключевые слова: каротаж, автономные приборы, глубиномер, буровой инструмент.

По мнению авторов, описание процесса развития комплекса “Глубиномер” позволяет лучше оценить, что можно ожидать в дальнейшем от его использования.

Разработка глубиномера начата в 2000 г., и представления, каким быть измерительному комплексу, на тот момент были достаточно смутными. Подробнее об этом можно ознакомиться в [1], где приведены анализ подъема бурового инструмента и сравнительный анализ возможных способов измерения перемещения бурового инструмента. Там же дано описание принципа действия глубиномера, заключающегося в том, что на компьютере во времени регистрируются перемещение талевого блока и натяжение силового талевого каната. На основе этих данных вычисляется перемещение автономных скважинных геофизических приборов, закрепленных внизу бурового инструмента.

Этапы развития электропривода глубиномера

В качестве прототипа схемы электромеханической рулетки (ЭМР) глубиномера был выбран катушечный магнитофон. Измерительный канат наматывался “в навал” на накопительный барабан через редуктор, соединенный с двигателем подмотки. Далее канат выходил на натяжной (подпружиненный) ролик, затем на измерительный и обводной ролики. Использовался двигатель постоянного тока, коллекторный, последовательного возбуждения, напряжением 27 В, ток 15 А. Схема питания – от 220 В, через понижающий трансформатор,

напряжение звена постоянного тока 30 В, далее ключевой регулятор (верхний ключ, диод на землю, дроссель) с обратной связью по току и натяжному ролику. Преобразователь питания находился непосредственно в ЭМР. То есть достаточно опасное напряжение 220 В подводилось к устью скважины, где должна была располагаться ЭМР.

При размотке двигатель оказывался в генераторном режиме. После регистрации основного интервала записи подъем инструмента был переведен с первой скорости на вторую. При большей скорости, как было выявлено при использовании, возникал ток короткого замыкания через силовой диод. Усилие натяжения становилось неконтролируемо большим. Измерительный канат проваливался между витками в накопительном барабане и заклинивал. Несмотря на солидный вес (110 кг) ЭМР была поднята тальблоком на высоту 1 м. Работу пришлось прервать, благо основной интервал каротажа уже был зарегистрирован.

Для решения проблемы короткого замыкания (КЗ) и для облегчения ЭМР силовую схему питания двигателя перенесли от ЭМР в помещение персонала, соединив с двигателем проводом длиной 30 м, тем самым увеличив сопротивление пути короткого замыкания.

С весом и габаритами ЭМР соглашаться было никак нельзя, и во второй версии ЭМР удалось путем переработки конструкции почти вдвое уменьшить ее вес (до 60 кг) и соответственно габариты.

Тяговое усилие на измерительном канате, когда скорость намотки небольшая, составляло около 5 кг. При сильном ветре измерительный канат отклонялся настолько, что появилась необходимость посчитать погрешность от ветра.

Ограничимся приближенным расчетом и для упрощения примем, что ветер по всей высоте измерительного каната равномерный (нет увеличения скорости по высоте). Это позволяет считать, что под действием ветра измерительный канат отклонится по цепной линии. Цель расчета – выяснить, какой скорости допустим ветер, чтобы удлинение не превысило 0,1%.

Длину цепной линии [4] определяем по формуле

$$dl = L - l = \frac{q^2 l^2}{24H^2},$$

$$0,001 \cdot l = \frac{q^2 l^2}{24H^2},$$

$$q = 0,04 \text{ кг/м} \approx 0,4 \text{ Н/м},$$

где H – натяжение каната при начальной температуре, кг; q – нагрузка, приходящаяся на единицу длины каната при начальной температуре, кг/м; L – длина каната, м; l – расстояние между крайними точками.

Площадь погонного метра измерительного каната диаметром 2 мм составляет 0,002 м².

Давление ветра на погонный метр каната можно рассчитать по следующей формуле:

$$P = F/S = 0,4/0,002 = 200 \text{ Па}.$$

Используя рекомендации ГОСТ [2] по расчету, получим, что при диаметре измерительного каната 2 мм, натяжке 10 кг, длине свечи 40 м, при условии удлинения на 0,1% (за счет парусности) допустимая скорость ветра составит 16 м/с.

Поскольку на буровой есть затеняющие ветер конструкции, это повышает допустимую скорость ветра. Более короткие свечи также позволяют пренебречь и более сильным ветром.

Еще одной причиной отказа от коллекторного двигателя является щеточный аппарат. Кроме того, что щетки изнашиваются и требуют обслуживания и замены, они еще вносят дополнительные потери трения, а самое нежелательное – есть возможность искрения, что весьма пожароопасно.

В 2006 г. при разработке следующего варианта ЭМР были выбраны безщеточные двигатели и учтена ветровая нагрузка на измерительный канат. В результате был выбран асинхронный двигатель АИР63 В4 (1500 об/мин, 0,37 кВт, масса 5,6 кг, с частотным преобразователем). Передаточное отношение было уменьшено до 4 (поликлиновый ремень).

По результатам испытаний на буровой (Томск, 2008) пришлось вновь подбирать двигатель для модификации ЭМР. В промышленности стал более доступным вентильный двигатель с постоянными магнитами, более легкий (масса 2 кг) и компактный ($D = 100$, $h = 50$ мм). Большое количество полюсов обусловило высокий крутящий момент и приемлемую скорость. Характеристики двигателя позволили исключить редуктор, соединив измерительный барабан напрямую с двигателем.

Для обеспечения достаточно стабильного натяжения измерительного каната в алгоритме управления учитывались направление вращения, сила трения, скорость, ускорение, температура, а также подбирались значения регулировочных коэффициентов по разным параметрам и в разных режимах.

На рис. 1 приведена электрическая функциональная схема устройства.

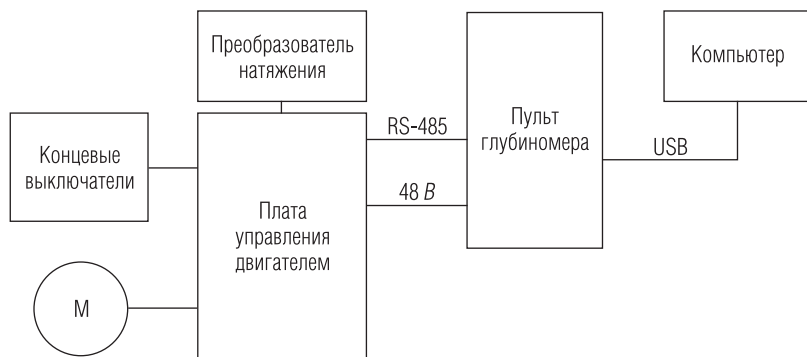


Рис. 1. Схема электрическая функциональная

Пульт глубиномера (ПГ) – это пульт контроля каротажа, упрощенный до преобразователя интерфейса (USB – RS485) и преобразователя питания (с $\sim 220\text{ В}$ до 48 В) в уменьшенном кейсе.

В ЭМР на одном микроконтроллере (МК) осуществлены обмен с компьютером (RS-485), управление двигателем, оцифровка аналоговых сигналов датчика температуры двигателя, концевой датчика и натяжения каната, ведение реального времени (для привязки данных) и хранение калибровочной информации в энергонезависимой памяти.

МК также ведет подсчет изменения длины измерительного каната по сигналам углового положения двигателя (датчики Холла). Отказавшись от ранее используемого оптического датчика перемещения, авторы упростили и облегчили ЭМР.

Концевой датчик служит для плавного отключения двигателя в конце намотки и для привязки абсолютного значения длины измерительного каната, поскольку датчик перемещения инкрементальный, а не абсолютный.

Измерение натяжения

В первом варианте для измерения натяжения был применен датчик ДНК-311-06 [5] весом ~ 25 кг. Поскольку условия монтажа на “мертвый” конец бывают весьма затруднительными, в дальнейшем был разработан более легкий электропреобразователь натяжения (ПН) [6].

Для измерения натяжения при монтаже ПН талевый канат изгибается. При натяжении каната получаем боковую силу, изгибающую чувствительный элемент ПН – плоскую пружину.

Деформация плоской пружины вызывает перемещение магнита относительно магниточувствительной микросхемы. В первом варианте при увеличении натяжения силового каната микросхема приближалась к магниту.

У этого варианта обнаружился недостаток: при превышении некоторой нагрузки микросхема приближалась к магниту настолько, что входила в насыщение, и дальнейшее повышение натяжения не вызывало увеличения напряжения с выхода микросхемы. Для устранения этого недостатка была изменена схема: при увеличении натяжения микросхема отдалялась от магнита. В этом случае насыщения не происходило, и при регистрации кривая натяжения более соответствовала характеру изменения физической величины.

Поскольку это преобразователь натяжения, а не датчик, то сертификации не требуется и требования к устройству менее строгие, чем к датчику, что удешевляет конструкцию без потери функциональности. Для определения начала и конца движения бурового инструмента достаточно единиц АЦП.

Программное обеспечение

В работе [1] были описаны следующие основные функции, возложенные на прикладное программное обеспечение (ПО):

- проведение тестирования устройства;
- ведение регистрации и визуализации измеряемых и вычисляемых параметров “Глубиномера А1Т” при движении буровой колонны;
- проведение обработки данных регистрации для получения файла “время–глубина”, который будет использован для привязки данных каротажа к глубине.

Первые две функции были реализованы в рамках программного обеспечения для обслуживания автономных приборов в среде MS-DOS.

Третья функция реализована в виде отдельной программы в среде Windows.

За последующие 7 лет эксплуатации глубиномера был накоплен соответствующий опыт, что отразилось на расширении функций и возможностей пакета ПО.

К функциям тестирования добавилась функция проведения периодических калибровок. Необходимость в метрологическом обеспечении возникла для учета износа узлов ЭМР в процессе эксплуатации.

К упомянутым ранее функциям регистрации были добавлены и реализованы следующие требования:

- оперативная оценка текущей глубины каротажа;
- подсчет количества поднятых/опущенных свечей бурильной колонны;
- оценка длины текущей свечи.

Кроме того, при проведении работ важным является соблюдение допустимой скорости каротажа, превышение которой может привести не только к ухудшению качества скважинных данных, но и к выходу из строя скважинной аппаратуры. В связи с этим ПО должно осуществлять контроль превышения скорости и сигнализировать об этом оператору.

Данные требования создают необходимые условия для контроля качества проводимых работ в целом.

Все первичные данные в неизменном виде регистрируются в файл для дальнейшей обработки уже после проведения каротажа. Расчеты в процессе каротажа для отображения текущих данных производятся по упрощенным алгоритмам, в то время как расчет глубин при обработке производится по более сложным алгоритмам заново, с применением множества внешних ручных регулировок и параметров в случае необходимости. Осуществляется также контроль качества первичных данных.

ПО должно обеспечивать точное определение интервалов движения по данным двух имеющихся датчиков без использования результатов от дополнительных устройств (например, того же датчика клиньев).

Должен осуществляться подсчет числа свеч и глубин, в том числе и при смене направления движения инструмента. Смена направления движения может происходить, например, при необходимости записи повтора на исследуемом интервале при возникновении затруднений движению (требующих “расхаживания” бурового инструмента). Кроме

того, смена направления движения в процессе регистрации связана со спецификой технологии проведения работ глубиномером.

Исходя из опыта использования, в данную технологию проведения работ внесено требование начинать регистрацию не непосредственно с забоя (или с подошвы исследуемого интервала), а на спуске, как минимум за 2–3 свечи до начала подъема инструмента. Это обусловлено в первую очередь безопасностью (вероятность прихвата на забое выше, чем на отдалении от него). К тому же зачастую на забое имеем неполную свечу и присоединить измерительный канат к талевому блоку в этом случае невозможно.

В связи с этим в программу обработки заложен механизм автоматической разбивки на интервалы движения с возможностью обработки и получения данных как поинтервально, так и целиком. Например, при записи повтора отсутствует необходимость вмешательства оператора в данный процесс на этапе регистрации, не надо запоминать на какой свече и в какое время началась и закончилась повторная запись. На этапе обработки данных участок, соответствующий повтору, будет наглядно представлен. Достаточно лишь выбрать из получившегося списка нужный интервал для получения соответствующего файла “время–глубина” (рис. 2).

Кроме смены направления движения на длительные интервалы, часто встречаются кратковременные смены направления движения (менее длины одной свечи), которые могут существенно осложнить обработку материала. Частые смены направления движения происходят при “нащупывании” забоя буровым инструментом (скважинной аппаратурой), при “расхаживании” инструмента в случае прихвата и в некоторых других ситуациях.

Алгоритмы, включенные в методику обработки данных глубиномера, позволяют достаточно точно измерять глубину на подобных “сложных” интервалах, вручную или автоматически убирать ненужные интервалы движения, так называемые “петли”.

Следует отметить, что хоть сколько-нибудь точный расчет глубин “вручную”, без использования глубиномера, например с использованием промера бурового инструмента, при возникновении подобных ситуаций становится практически невозможным.

Одной из наиболее сложных задач при обработке данных является точное определение начала и окончания движения бурового инструмента. ЭМР отслеживает перемещение талевого блока, но кроме этого

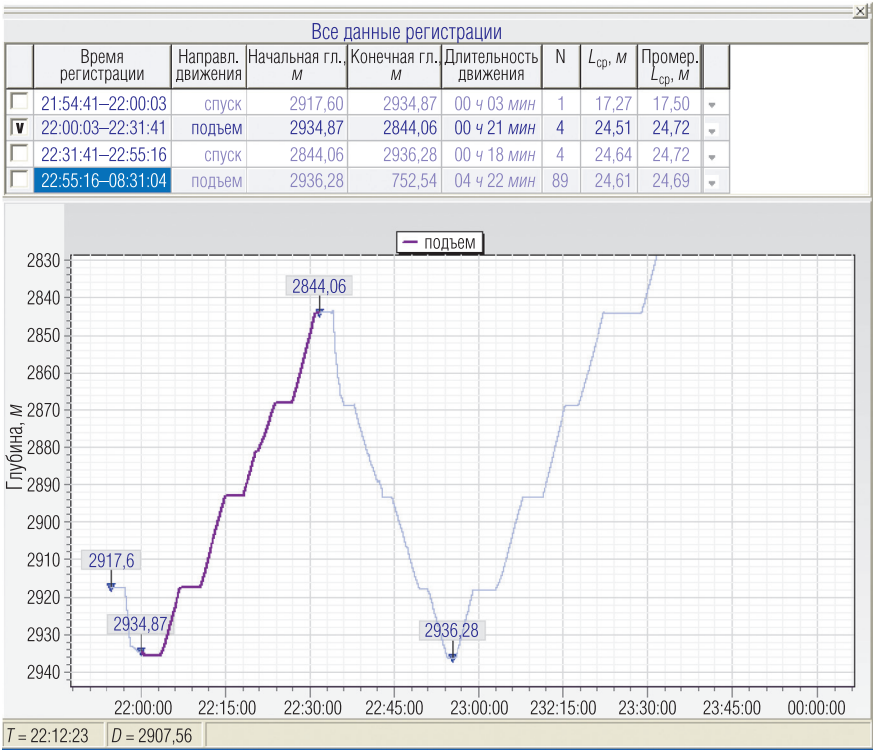


Рис. 2. Результат автоматической разбивки данных регистрации глубиномера. Выделено четыре интервала – спуск, подъем, спуск, подъем. Для текущей обработки выбран второй интервал

необходимо также знать, когда его перемещение связано с перемещением бурового инструмента. В первых вариантах глубиномера этот вопрос решался при помощи датчика клиньев и датчика натяжения. Функция датчика клиньев – определить, находится ли буровой инструмент на клиньях или висит на талевом блоке. Все перемещения талевого блока, зафиксированные ЭМР, которые происходят при первом условии, считаются холостыми и в расчет не берутся. Если по показаниям датчика клиньев видно, что клинья сняты, то перемещения талевого блока принимаются за перемещения инструмента и считаются его рабочим ходом.

Датчик клиньев использовался в первых вариантах глубиномера. Затем от датчика клиньев отказались.

В ПАК “Глубиномер” для определения интервалов движения используются только данные преобразователя натяжения силового каната.

На первый взгляд, алгоритм определения интервалов движения по данным ПН представляется достаточно простым. Если натяжение превышает значение некоторого порога, то считается, что талевый блок движется вместе с инструментом, в противном случае считается, что инструмент зафиксирован на клиньях и талевый блок совершает холостой ход, например за очередной свечой с подсвечника. Но вся сложность возникает в точном определении начала и окончания движения. Процесс снятия и посадки на клинья не является мгновенным и растянут во времени. Цикл “движение – стоянка на клиньях” в реальности выглядит достаточно сложно. Представить его можно следующим образом: “рабочий ход – ПП1 – стоянка на клиньях – ПП2 – рабочий ход”. Здесь ПП1, ПП2 – это переходные процессы посадки на клинья и снятия с клиньев. Данные фазы работы характеризуются возникновением колебательных процессов в системе тальблок–буровой инструмент из-за упругости бурового инструмента и талевого каната. Естественно, колебательные процессы отражаются на показаниях натяжения и приводят к затруднениям в обработке, что хорошо видно на кривой натяжения (рис. 3).

На рис. 3 видно, что определение начала и окончания движения по кривой натяжения затруднительно. Ситуация усугубляется при снижении общего веса колонны на подъеме. В этом случае вес колонны стремится к весу одной свечи. На каком-то этапе задача определения интервалов холостой ход/рабочий ход (XX/PX) талевого блока становится трудноразрешимой для программы (без адекватной фильтрации) и может потребоваться участие оператора. Происходит сбой подсчета числа свечей. Однако глубина большинства исследуемых разрезов такова, что вес буровой колонны на интервале каротажа достаточный (рис. 4). К тому же соотношение сигнал/шум в данном случае улучшается не только за счет увеличения амплитуды сигнала ПН, но и уменьшения амплитуды шумов вследствие изменения характеристики колебательной системы из-за увеличения веса колонны. Тем не менее постоянное изменение показаний преобразователя натяжения, в зависимости от длины буровой колонны, потребовало ввести соот-

ветствующий алгоритм, основанный на использовании динамического порога натяжения. При этом уровень дискриминации шумов также рассчитывался с учетом изменения веса колонны. Кроме этого, для снижения уровня шумов должна применяться фильтрация кривой ПН.

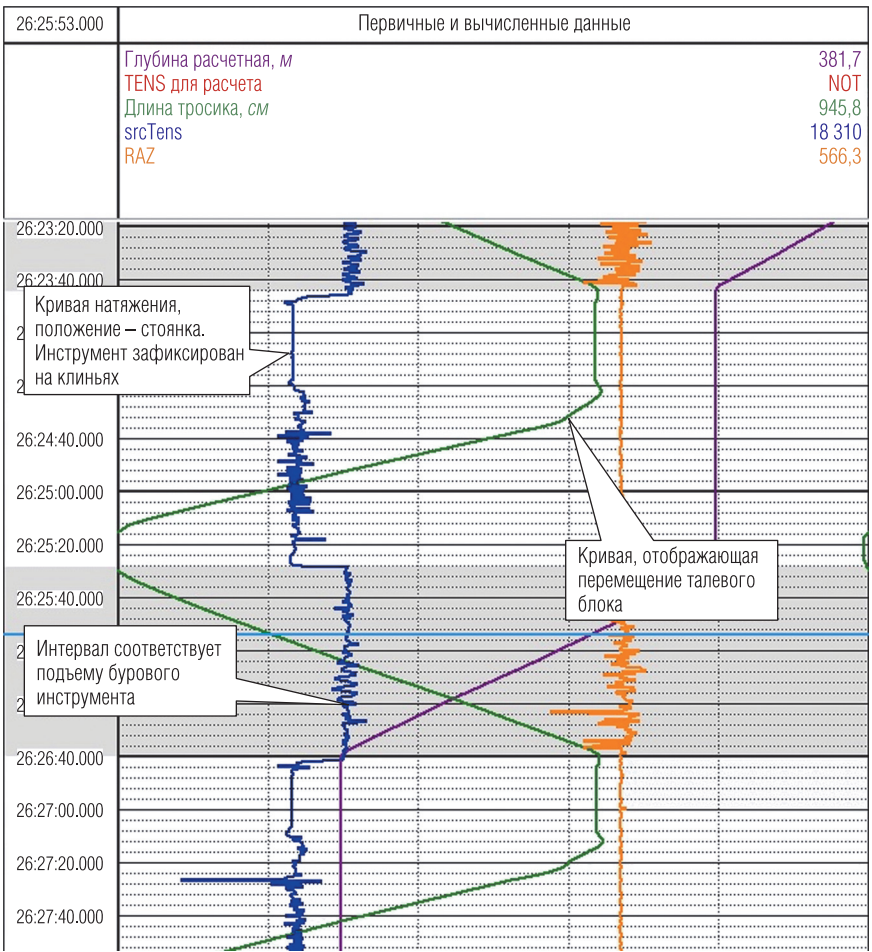


Рис. 3. Показания натяжения на интервалах движения и стоянки (отличаются между собой практически на уровне шумов)

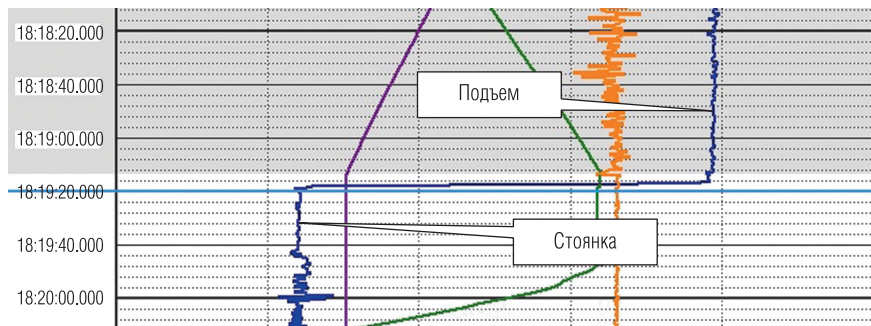


Рис. 4. Возрастание натяжения силового каната с ростом глубины (масштаб как на рис. 3; глубина в первом случае 380 м, во втором – 2760 м)

При уточнении момента посадки на клинья может учитываться характерное изменение значения натяжения и длины троса в комплексе. Данный уточняющий алгоритм был разработан на основе анализа поведения кривой перемещения талевого блока и показаний ПН на переходных процессах (рис. 5).

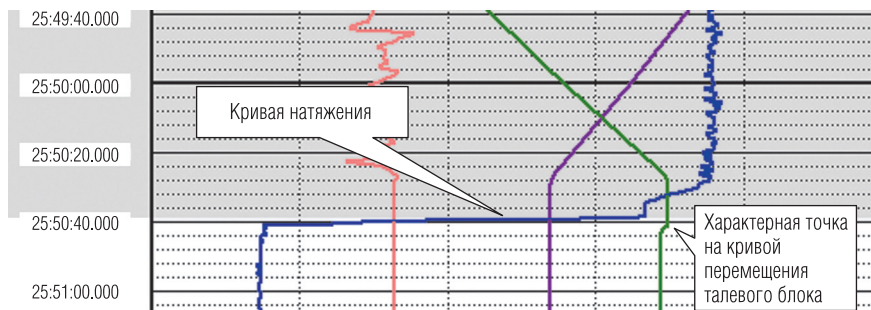


Рис. 5. Диаграмма кривой натяжения. Серым цветом выделен интервал движения, белым – стоянка. Окончание интервала движения определено по показаниям ПН с учетом характерных точек на кривой перемещения талевого блока

Если какой-либо интервал движения все же был определен неверно и значение расчетной длины свечи вызывает сомнения, то допускается установка границ интервала вручную.

Еще одной проблемой при привязке скважинных данных к данным глубиномера является возникновение временной задержки между началом движения буровой колонны “наверху”, в том самом месте, где она измеряется глубиномером, и началом движения скважинных приборов “внизу”, в том месте, где пишутся регистрируемые данные, которые впоследствии надо привязывать к глубине.

Значение данной задержки – величина непостоянная и зависит от множества факторов. Причиной задержки является растяжение инструмента, которое в свою очередь зависит от его длины и веса, сил трения, возникающих вследствие прижима бурового инструмента к стенке скважины, величина которых также зависит от угла наклона ствола скважины.

Данная задержка движения, передаваемого “сверху вниз”, может оказаться достаточно большой и достигать нескольких десятков секунд. Если задержку движения не учитывать, то при формировании файла скважинных данных по глубине появится брак (рис. 6).

Началу очередного интервала движения будут соответствовать данные с фактической стоянки прибора, а часть данных прибора, соответствующая последним секундам подъема, напротив, будет утеряна.

В связи с этим в программе обработки предусмотрена коррекция начальных и конечных времен движения по скважинной кривой. В качестве кривой для коррекции удобно использовать данные акселерометров, аппаратуры АК и др. В файл данных глубиномера импортируется требуемая кривая для коррекции, и программа автоматически для каждой свечи (интервала движения) определяет смещение по времени. Данные файла время–глубина рассчитываются уже с учетом результатов определения смещений (рис. 7).

Практически всегда у буровой бригады имеется мера бурового инструмента, часто в электронном виде и в упорядоченной последовательности, соответствующей спуску. Эти данные являются полезной информацией для осуществления контроля качества полученного материала.

В случае, если по какой-либо причине (метрология, неверно заданные входные параметры, несоответствие условий работ и т. п.) значения промера расходятся с данными глубиномера, ПО позволяет заменить длины свечей данными промера как каждую по отдельности, так и все вместе. При возникновении систематической ошибки, например неправильно выполненной калибровке, можно нормировать промер на среднюю длину свечи.

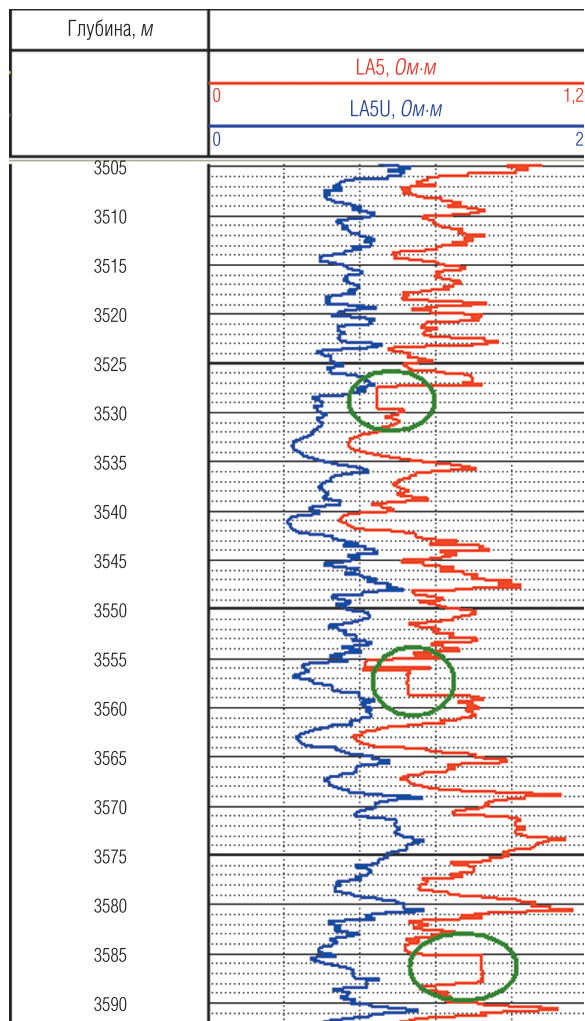


Рис. 6. Пример бракованной записи. Изображены кривые сопротивления зонда БК-5 скважинного прибора БК-3/5 (для удобства в разных масштабах). Кривая красного цвета привязана к глубине по данным глубиномера без использования коррекции на задержку движения. Зеленым цветом выделены интервалы стоянок, ошибочно принятые за интервалы движения. Синяя кривая привязана к глубине уже с учетом коррекции. На ней стоянок нет

ЛИТЕРАТУРА

1. Власенко П. И., Денисов Ю. А., Яковлев А. П. Измерительный комплекс “Глубиномер А1Т” для привязки данных от автономных приборов к глубине // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 5–6 (132–133). С. 221–229.
2. ГОСТ 1451-77. Краны грузоподъемные. Нагрузка ветровая. Нормы и метод определения.
3. Контактные сети и линии электропередач. Изд. “Маршрут”, 2003. 416 с.
4. <http://scbist.com/scb/uploaded/kontaktnaya-set/6.htm>.
5. <http://gelstver.ru/catalog/stancijageologotekhnologicheskikhissledovanijsi/dnk>.
6. [http://karotazh.ru/sites/default/files/files/glubinomer\(2\).pdf](http://karotazh.ru/sites/default/files/files/glubinomer(2).pdf).

УДК 550.832

М. А. Юматов, А. А. Веселков, А. Ю. Юматов, С. А. Стрельцов

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ

Рассмотрена краткая история развития разработок специалистов ООО “Нефтегазгеофизика” в области наземного оборудования геофизических исследований скважин. Приведены описания структуры реализованных на практике вариантов каротажных регистраторов. Основное внимание уделено разработке нового поколения систем сбора каротажных данных.

Ключевые слова: каротаж, система сбора данных, регистрирование, декодирование.

За последние несколько лет современная электронная база претерпела ряд значительных изменений. Миниатюризация основных электронных компонентов затронула все без исключения области, где хоть как-то применяется цифровая техника. Не остается в стороне и измерительное оборудование для геофизических исследований скважин, как наземное, так и скважинное. То, что еще вчера казалось единственно возможным и оправданным техническим решением,

сегодня оказывается морально устаревшим и по законам свободного рынка должно быть заменено новым, более современным и совершенным. Так, практически полностью ушли из эксплуатации каротажные комплексы “Карат-П” – первое поколение коммерчески успешного наземного регистрирующего оборудования. Тем не менее у некоторых заказчиков они до сих пор продолжают функционировать, демонстрируя высокую надежность и качество полученного материала.

Однако современные условия требовали большего, по сравнению с первым поколением “Карат-П”, комфорта для операторов непосредственно при проведении каротажа и для сотрудников служб оперативной интерпретации. Каротажные комплексы “Карат-П” функционировали под управлением операционных систем MS-DOS, что, разумеется, накладывало определенные ограничения на использование стороннего программного обеспечения (ПО) и офисных приложений, не говоря уже об общей примитивности пользовательского интерфейса. Для решения тех же, что и у “Карат-П”, задач в середине двухтысячных годов были спроектированы и доведены до заказчика несколько вариантов каротажных комплексов – прообразов линейки станций “Каскад”. Первые комплексы представляли (в силу большого объема наработок для “Карат-П”) два персональных компьютера, соединенных между собой при помощи контроллера собственной разработки и интерфейса стандарта IEEE 1284.3 (EPP1.9) [7]. На головном компьютере такой станции, работающем под управлением ОС MS Windows 2000, функционировал собственно интерфейс оператора станции и вспомогательное ПО для первичной обработки. Реальную работу по связи со скважинной аппаратурой осуществлял второй компьютер станции, работающий под управлением MS-DOS и обеспечивающий относительно малое (порядка 10 мкс) “реальное время” (то есть гарантированное время реакции такой системы на внешнее событие не превышает 10 мкс). Управление процессом происходило через упомянутый выше параллельный интерфейс (EPP 1.9) с коммерческой (то есть с учетом накладных протокольных расходов) пропускной способностью около 800 *кбайт/с* [5]. Такая реализация позволяла использовать с минимальными изменениями монитор реального времени от “Карат-П” для процесса каротажа, одновременно снимая ограничения по интерфейсу пользователя и стороннему ПО для оператора каротажной станции.

На какое-то время такое решение закрывало рыночные потребности в современном каротажном комплексе, но было очевидно, что подобная реализация является половинчатым и временным решением, имеющим ряд существенных недостатков. Среди главных из них можно выделить значительные габариты и увеличение общей стоимости изделия (система содержит дополнительный персональный компьютер и электронику интерфейса межкомпьютерной связи), а также низкую отказоустойчивость из-за нестабильного в дуплексной части интерфейса связи. В связи с этим следующее поколение “Каскад” представляло собой принципиально иную конструкцию, состоящую из одного персонального компьютера под управлением MS Windows XP и платы так называемой системы сбора данных (ССД). Эта плата собственной разработки авторов, реализованная на базе двух сигнальных процессоров (концепция построения подробно описана в [5, 6]), служила, с одной стороны, для непосредственного обмена данными со скважинной аппаратурой в реальном времени, с другой – для передачи полученных данных на компьютер оператора. В первых вариантах изделия была предпринята попытка сохранить упомянутый выше параллельный интерфейс между персональным компьютером оператора и ССД. Однако впоследствии параллельный интерфейс был заменен на стандартный сетевой интерфейс Ethernet-LAN [8] в варианте 100 Мбит/с. Такое нововведение позволило на порядок увеличить коммерческую скорость передачи информации, несмотря на пакетную природу Ethernet-интерфейса (в отличие от 1284, принципиально потокового). Интерфейс 802.3 был реализован при помощи внешней микросхемы, содержащей в себе как электронику так называемого логического уровня (MAC-level), так и физический “оконечник” (PHY-level), работающий непосредственно на линию связи.

Уже в период разработки первых вариантов ССД в “двухпроцессорном” исполнении становилось понятно, что система должна удовлетворять следующему набору основных требований. Во-первых, обеспечение “жесткого” (с гарантированным временем реакции в 1 мкс на внешние события) реального времени для сигналов с каротажного кабеля (то есть от скважинной аппаратуры и/или внешних устьевых датчиков). Во-вторых, передача по цепочке в компьютер оператора результатов ГИС для последующей обработки независимо и асинхронно относительно собственно процесса декодирования и оцифровки. В-третьих, система должна быть достаточно логически

гибкой, чтобы работать с большим набором разнообразных кодировок сигналов скважинной аппаратуры, как представленной в настоящее время на рынке, так и перспективной. И если первые два требования легко удовлетворяются логической компоновкой ССД (два сигнальных процессора, один из которых ведущий, а другой ведомый, с адресным пространством, доступным первому через механизмы прямого доступа к памяти), то последний подразумевает наличие гибко перестраиваемых физических фильтров и аппаратных декодеров (дифференцирование, фиксация и оценка пересечения нулевой линии и направления этого пересечения, разнообразные сэмпл-счетчики и т. д.). Современная элементная база позволяет решать подобные проблемы несколькими способами, однако наиболее предпочтительным представляется использование микросхем программируемой логики [2]. Самые первые варианты ССД содержали “на борту” микросхемы CPLD (Complex Programmable Logic Device – программируемая логическая интегральная схема (ПЛИС)) на небольшое количество логических “вентилей”, однако использовалась эта “логика” исключительно для внутренней коммутации входных сигналов и управления предварительными усилителями. Попытки применить доступные ресурсы микросхемы непосредственно для декодирования выявили недостаточность ее ресурсов для решения задач сложнее построения примитивных счетчиков. Для реализации же сколько-нибудь сложных фильтров требуются значительно большие объемы внутренних ресурсов микросхем ПЛИС.

Однако, даже если принимать во внимание вышеперечисленные недостатки, такая конструкция ССД в составе каротажных регистраторов серии “Каскад” хорошо зарекомендовала себя в производственных условиях. Область ее использования охватывает как традиционный для продукции серии сегмент – геологоразведку, так и сегменты работ по контролю за разработкой месторождений углеводородов, оценки техсостояния скважин и даже, с определенными модификациями, может быть использована в качестве наземной перфорационной панели при прострелочных работах. В состав ПО регистраторов “Каскад” входят блоки поддержки разнообразной скважинной аппаратуры как производства ООО “Нефтегазгеофизика”, так и других производителей. Работа по подключению новых типов аппаратуры ведется постоянно и успешно, добавление нового телеметрического типа не вызывает никаких конструктивных изменений в структуре

станции, все подключение обеспечивается на программном уровне. Более того, поскольку разработка скважинной аппаратуры тоже не стоит на месте, на рынке начинают появляться приборы, требующие передачи больших объемов данных через каротажный кабель (электромагнитные сканеры, спектрометры, инфракрасные и акустические дефектоскопы). При этом общие запасы по быстродействию ССД позволяют организовать взаимодействие со скважинной аппаратурой, передающей по каротажному кабелю данные со скоростями до 200 кбод. Общее количество выпущенных каротажных регистраторов в настоящий момент уже сопоставимо с аналогичным показателем аппаратуры серии “Карат-П” и продолжает увеличиваться.

В то же время недостатки ССД тоже достаточно очевидны. В первую очередь, это уже упомянутая выше проблема с использованием возможностей программируемой логики. Далее, это устаревание элементной базы, включая “сердце” ССД – сигнальные процессоры (в настоящее время в изделие устанавливаются ADSP-2185N, снятые с производства фирмой-производителем); это сложность использования системы непосредственно заказчиком, поскольку ССД использует так называемую “проприетарную” операционную систему, то есть ОС внутренней разработки, недостаточно хорошо документированную. Поэтому несколько лет назад, как только стала очевидна жизнеспособность ССД как коммерческого изделия, с одной стороны, и выявился набор недостатков системы, с другой, было принято решение о разработке следующего поколения ССД, по возможности лишенного вышеперечисленных слабых мест, с сохранением положительных качеств ССД для серии “Каскад”.

Общие соображения при решении задачи проектирования были следующими. Во-первых, сохранение физического разделения компьютера оператора и электроники обмена со скважинной аппаратурой. Такой подход хорошо себя зарекомендовал у потребителей, альтернативные же варианты [1, 3, 4, 9] сопряжены с рядом ограничений по использованию аппаратного обеспечения и программной реализации. Немаловажно, что большинство из таких сторонних реализаций далеко не бесплатны, что негативно сказывается на конечной стоимости каротажной станции.

Во-вторых, сохранение современного пользовательского интерфейса оператора. Иными словами, для управляющего компьютера станции должна быть использована привычная многим современная

ОС. В качестве основного варианта предполагалась MS Windows 7, однако возможен безболезненный, с точки зрения разработчиков, переход на любую другую ОС фирмы Microsoft (по-прежнему самого распространенного производителя ОС и вспомогательного программного обеспечения на рынке ПК). Для сохранения возможности такого перехода необходимо сохранение полной аппаратурной независимости управляющего компьютера от остальной части каротажного регистратора, включая используемый для связи интерфейс. Учитывая опыт использования Ethernet-LAN, сетевой интерфейс серии “Каскад” полностью удовлетворяет таким требованиям (не требуется изготовления специализированного ПО поддержки интерфейса со стороны компьютера оператора, адаптеры входят в состав практически любой материнской платы, как стационарной, так и мобильной).

В-третьих, современная ССД должна быть максимально гибкой и перестраиваемой для эффективной обработки входных сигналов с каротажного кабеля и при этом управляться ОС либо с открытым исходным кодом, либо просто достаточно хорошо документированной и зарекомендовавшей себя на рынке. В связи с этими требованиями было принято решение о разделении ССД на две тесно связанные физически, но логически разнородные части (рис. 1).

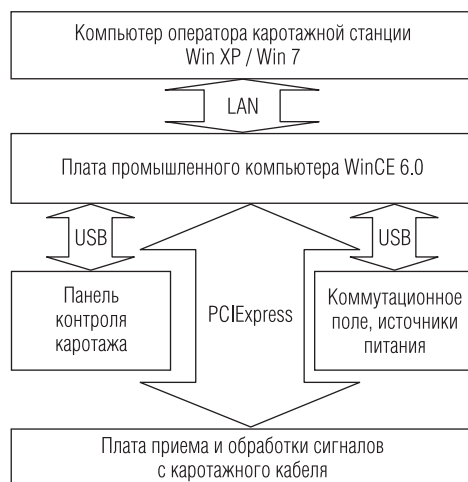


Рис. 1. Общая структурная схема каротажного регистратора

Первая из них (рис. 2) представляет собой плату промышленного компьютера (ППК) в максимально компактном (но не в ущерб функционалу) исполнении, управляемую ОС Windows CE 6.0. Выбор операционной системы был связан как с открытостью исходного кода, так и с привычной многим разработчикам операционной структурой (исполняемые модули для такой ОС могут быть написаны с использованием широко известных сред разработки MS Visual Studio). При этом указанная ОС обладает привычным многим оконным пользовательским интерфейсом, что может (и было) использовано для отображения некоторых важных моментов работы системы на основном (или дополнительном жидкокристаллическом, по желанию заказчика) дисплее регистратора.

На ППК было реализовано ПО каротажного монитора, обеспечивающее управление задачами обмена со скважинной аппаратурой и

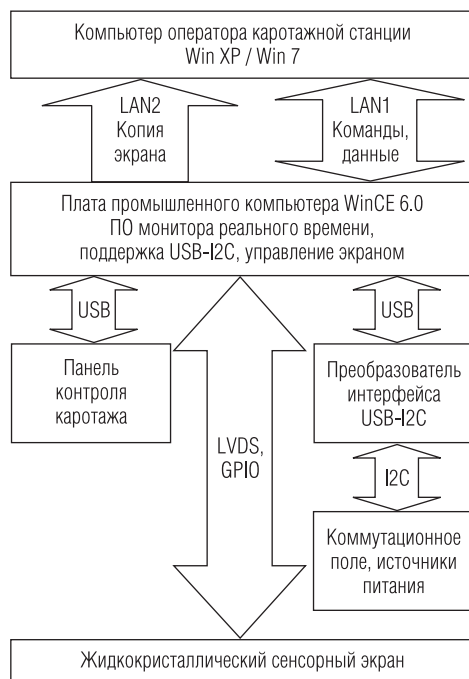


Рис. 2. Структурная схема верхнего уровня ССД

наземными вспомогательными блоками в режиме мягкого (10–20 мкс) реального времени. Эти блоки подключаются посредством интерфейса USB [12] непосредственно к ППК, причем внутренняя структура системного ПО ОС Windows CE не требует дополнительной разработки специализированного ПО поддержки интерфейса, оставляя на откуп разработчикам только самый верхний, логический уровень. Этот факт, как и тот, что многие блоки не требуют модернизации по сравнению с поставляемыми в рамках системы “Каскад”, существенно сокращает время разработки ПО каротажного монитора и регистратора в целом. Дополнительный жидкокристаллический дисплей регистратора подключен непосредственно к ППК и снабжен сенсорным покрытием, что позволяет в экстренных случаях управлять процессом каротажа при помощи ССД, минуя использование компьютера оператора. Предыдущие реализации ССД были лишены такой возможности, являясь своеобразным “черным ящиком”. Однако вся информация, выводимая на этот вспомогательный экран, может быть по желанию продублирована в отдельном окне на основном экране компьютера оператора в любом удобном размере.

Вторая часть ССД (рис. 3), работающая непосредственно на каротажный кабель, содержит быстродействующий АЦП (40–100 нс на отсчет), 8–10-разрядный ЦАП, ПЛИС большого объема и разного рода вспомогательные корпуса (предварительные усилители, преобразователи интерфейса и т. д.). Эта плата реализована в форм-факторе так называемой PCI Express Minicard [11]. Соответствующий такому исполнению стандартный слот содержится на ППК. Таким образом, интерфейс между этими двумя частями – PCI Express обеспечивает номинальную пропускную способность в 2,5 Гбит/с, что, в свою очередь, гарантирует коммерческую пропускную способность на уровне 100 Мбайт/с с учетом всех издержек реализации. Этого более чем достаточно для обеспечения потоковой оцифровки входного сигнала с таким количеством отсчетов в единицу времени, чтобы гарантированно и с высоким качеством покрыть частотный спектр сигналов, проходящих через каротажный кабель (до 150–200 кГц). Предполагается, однако, что большую часть работы по предварительной фильтрации и декодированию входных сигналов осуществляют аппаратные фильтры/декодеры, реализованные непосредственно на ПЛИС, то есть потребности по объему передаваемых в ППК данных существенно уменьшаются. Все аппаратные блоки ПЛИС способ-

ны работать параллельно, что позволяет вести сложную обработку сигнала практически в реальном времени. В конечном изделии не исключен даже вариант с использованием полностью программного, то есть реализованного на ПЛИС процессора обработки сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры, однако пока такой вариант не представляется коммерчески выгодным из-за большого количества потребляемых ресурсов ПЛИС при незначительном превосходстве в функционале над отдельными блоками обработки/фильтрации.

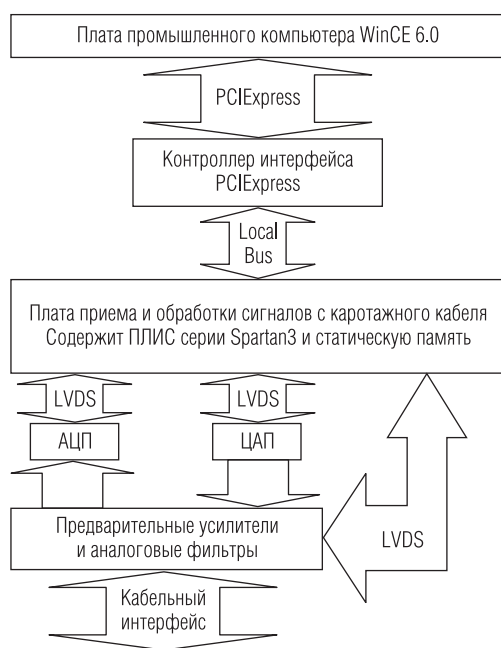


Рис. 3. Структурная схема “сигнальной” части ССД

Как показали результаты испытаний тестовых образцов и моделей, описанная выше конструкция ССД вполне способна перекрыть имеющиеся в настоящее время потребности в наземном оборудовании, однако, по мнению авторов, предназначена в основном на перспективу. Это прежде всего работа с сигналами большой информационной насыщенности (многоуровневые коды с достаточно высокой,

до 150 кГц, несущей частотой), передача вниз по кабелю больших объемов информации (метрологические и управляющие опросом данные, параметры линии и т. д.) и интеллектуальное взаимодействие со скважинной аппаратурой с минимальным участием оператора. Все это либо ближайшее будущее, либо уже настоящее, существующее в виде экспериментальных, а то и серийных скважинных приборов современной геофизики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виртуальная машина VirtualBox // <http://help.ubuntu.ru/wiki/virtualbox>.
2. *Максфилд Клайв*. Проектирование на ПЛИС. Курс молодого бойца. М.: Издательский дом “Додэка-XXI”, 2007.
3. Руководство пользователя Xen v3.0 // <http://xgu.ru/xen/manual>.
4. *Чеботарев А.* Семь вещей, которые нужно знать о VMWare и VirtualPC // <http://technet.microsoft.com/ru-ru/library/ee449411%28v=ws.10%29>.
5. *Юматов А. Ю., Веселков А. А., Стрельцов С. А., Юматов М. А.* Наземный геофизический комплекс сбора данных и управления. Концепция построения и варианты реализации // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 143–145. С. 138–143.
6. *Юматов А. Ю., Веселков А. А., Ершов С. А.* Система сбора для проведения геофизических исследований в скважинах: концепция построения // Международная научно-техническая конференция “Компьютерные технологии в управлении, диагностике и образовании”.
7. IEEE Standard Signalling Method for a Bidirectional Parallel Peripheral Interface for Personal Computers IEEE 1284. IEEE P1284 Draft D1.2 8/1/00.
8. IEEE Conformance Test Methodology for IEEE Standards for Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirement. Part 3: Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD) Access Method and Physical Layer Specifications IEEE 802.3. IEEE Std 1802.3–2001(Revision of IEEE Std 1802.3–1991).
9. Hyper-V // <http://technet.microsoft.com/ru-ru/library/cc753637%28v=ws.10%29>.
10. RTXRuntimeReleaseNotes.pdf, Citrix Company (документация к пакету Ardence RTX).
11. PCI Express® Base Specification Revision 3.0. November 10, 2010.
12. Universal Serial Bus SpecificationI Revision 2.0. April 27, 2000.

УДК 550.832.53

*В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, Д. Р. Лобода,
А. А. Бубеев, Д. Г. Зыков, Г. К. Точиленко*

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА ДЛЯ ОЦЕНКИ МАССОВЫХ СОДЕРЖАНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ В ПОРОДЕ

Обобщены результаты скважинных испытаний аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа на месторождениях Западной Сибири и Якутии.

Ключевые слова: скважина, аппаратура, спектрометрия, нейтронный гамма-каротаж.

В период 2008–2010 гг. в ООО “Нефтегазгеофизика” была выполнена разработка аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК-89) как средства оценки массовых содержаний элементов в породе [1–4]. В приборе СНГК-89 используется стандартный плутоний-бериллиевый источник нейтронов активностью не менее 10^7 н/с. Основные технические характеристики аппаратуры СНГК-89 приведены в статье [3] и руководстве на аппаратуру.

Допустимая загрузка спектрометрического тракта аппаратуры без изменения его характеристик (энергетического разрешения и линейности энергетической шкалы) составляет 3×10^6 имп/мин. Интегральная загрузка спектрометрического тракта аппаратуры при использовании источника нейтронов активностью 10^7 н/с изменяется от 3×10^5 до 7×10^5 имп/мин в зависимости от геолого-технических условий проведения каротажа. Последнее обстоятельство допускает применение в этой аппаратуре источников нейтронов активностью до 4×10^7 н/с, что позволяет существенно поднять скорость проведения каротажа. Глубинность исследования метода несколько меньше интегрального нейтронного гамма-каротажа и составляет примерно 20–30 см.

Технические параметры и конструкция аппаратуры СНГК-89 предполагают ее эксплуатацию одновременно со стандартными приборами спектрометрического гамма-каротажа, компенсированного нейтронного и литолого-плотностного каротажей. Аппаратура СНГК-89 в настоящее время обеспечивает измерение относительных

содержаний в породе кремния (Si), кальция (Ca), железа (Fe), хлора (Cl), натрия (Na), серы (S), титана (Ti), водорода (H) и гадолиния (Gd) в скважинах как с открытым, так и закрытым стволом. Статистические погрешности измерений для пласта мощностью 1 м при скорости каротажа 150 м/ч и мощности источника нейтронов 10^7 н/с приведены в таблице.

Таблица

Погрешности определения содержаний элементов
аппаратурой СНГК-89

Элемент	Si	Ca	Fe	S	Cl	H
Статистическая погрешность, %	2,0	2,1	0,6	1,3	0,06	0,16

Программное и методическое обеспечение аппаратуры СНГК-89 обеспечивает сопровождение всех технологических этапов ее эксплуатации – настройку, калибровку, проведение каротажа и первичную обработку материалов с получением относительных массовых содержаний перечисленных выше элементов. Основные положения методики обработки и интерпретации данных СНГК-89 рассмотрены в [2, 4].

В период 2010–2012 гг. были проведены скважинные испытания данной аппаратурой на месторождениях Западной и Восточной Сибири, обслуживаемых трестом “Сургутнефтегеофизика”.

На месторождениях Западной Сибири, характеризующихся низкой минерализацией пластовых вод и промывочной жидкости, было выполнено 8 каротажей, из которых пять были проведены в открытом стволе и три – в обсаженной скважине. На рис. 1 приведен пример сопоставления основного и повторного замеров в скважине с закрытым стволом. Замеры выполнены с источником нейтронов активностью $0,96 \times 10^7$ н/с, скорость каротажа – 150 м/ч. Систематическая и случайная погрешности, приведенные к пласту мощностью 1 м, по результатам основного и повторного замеров составили, соответственно, для относительного массового содержания кремния – 1,66 и 0,41%, кальция – 0,93 и 0,23%, железа – 0,55 и 0,13%, хлора – 0,06 и 0,01%, натрия – 0,27 и 0,07%, водорода – 0,11 и 0,03%, серы – 0,37 и 0,07%. Достаточно высокая погрешность по железу обусловлена наличием стальной обсадной колонны.

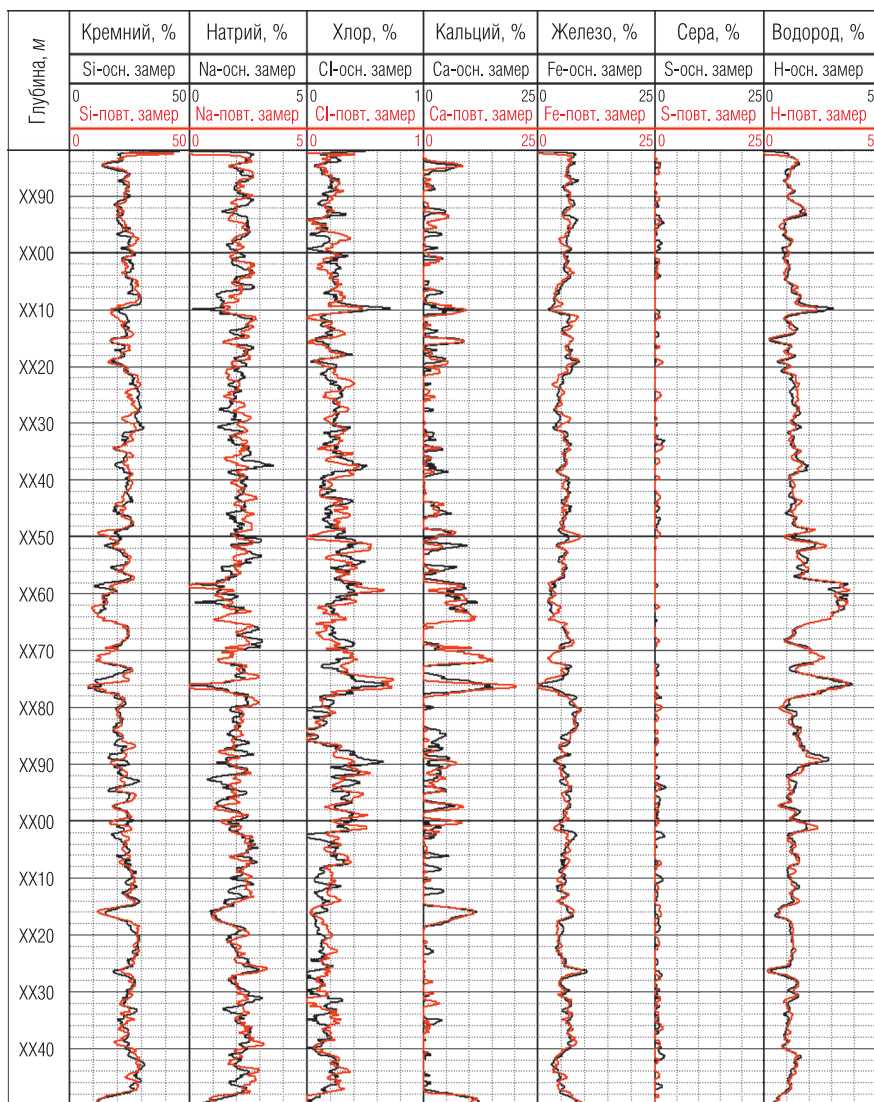


Рис. 1. Пример сопоставления массовых содержаний элементов, полученных по данным основного и повторного замеров аппаратурой СНГК-89 в одной из скважин Лянторского месторождения

Данные по керну в исследуемых скважинах отсутствуют и потому анализ результатов СНГК проводился по визуальному описанию керна, составленному непосредственно на скважине, и по обобщенным данным, имеющимся по месторождению.

На рис. 2 и 3 приведены результаты исследований методом СНГК в скважинах с открытым и закрытым стволом на месторождениях Западной Сибири. Результаты определения массовых содержаний элементов хорошо коррелируют с данными других методов. Высокое содержание водорода соответствует углистым пропласткам, а повышенное содержание кальция – уплотненным. Полученные при обработке массовые содержания натрия в породе варьируются от 1,5 до 3,5%, что вполне соответствует данным, полученным по химическому анализу керна на данном месторождении и, в целом, кварц-полевошпатовым отложениям Западной Сибири. Содержание железа по результатам керновых исследований в соседних скважинах варьируется от 2 до 6%. По данным СНГК это значение несколько выше (2–9%), поскольку железо частично “содержит” излучение алюминия. Глины по данным СНГК характеризуются повышенным содержанием железа. Интервалы с повышенным содержанием серы значимо коррелируют с содержанием железа. По описанию керна эти интервалы содержат прожилки пирита. Содержание титана 0,3–0,4% по данным СНГК не противоречит данным, имеющимся по месторождению, которое по данным анализа керна составляет от 0,15 до 0,55%. На рис. 3 приведена оценка содержания хлора. Пластовые воды месторождения слабоминерализованы, ~20 г/л NaCl. Среднее значение массового содержания хлора, определенное по данным СНГК, составляет примерно 0,2%, что соответствует 25 г/л NaCl.

Условия проведения измерений на месторождениях Якутии характеризуются высокой минерализацией пластовых вод (до 300–500 г/л NaCl), большим диапазоном изменения минерализации промывочной жидкости (до 350 г/л NaCl). Породы представлены как карбонатным, так и терригенным комплексами. Карбонатный комплекс был исследован в семи скважинах, терригенный – в трех.

Наличие хлора является фактором, осложняющим оценку массовых содержаний элементов в породе по данным СНГК. Наиболее существенно влияние хлора наблюдается при проведении исследований в карбонатных отложениях, вскрываемых долотом 216 мм при минерализации промывочной жидкости 300 г/л.

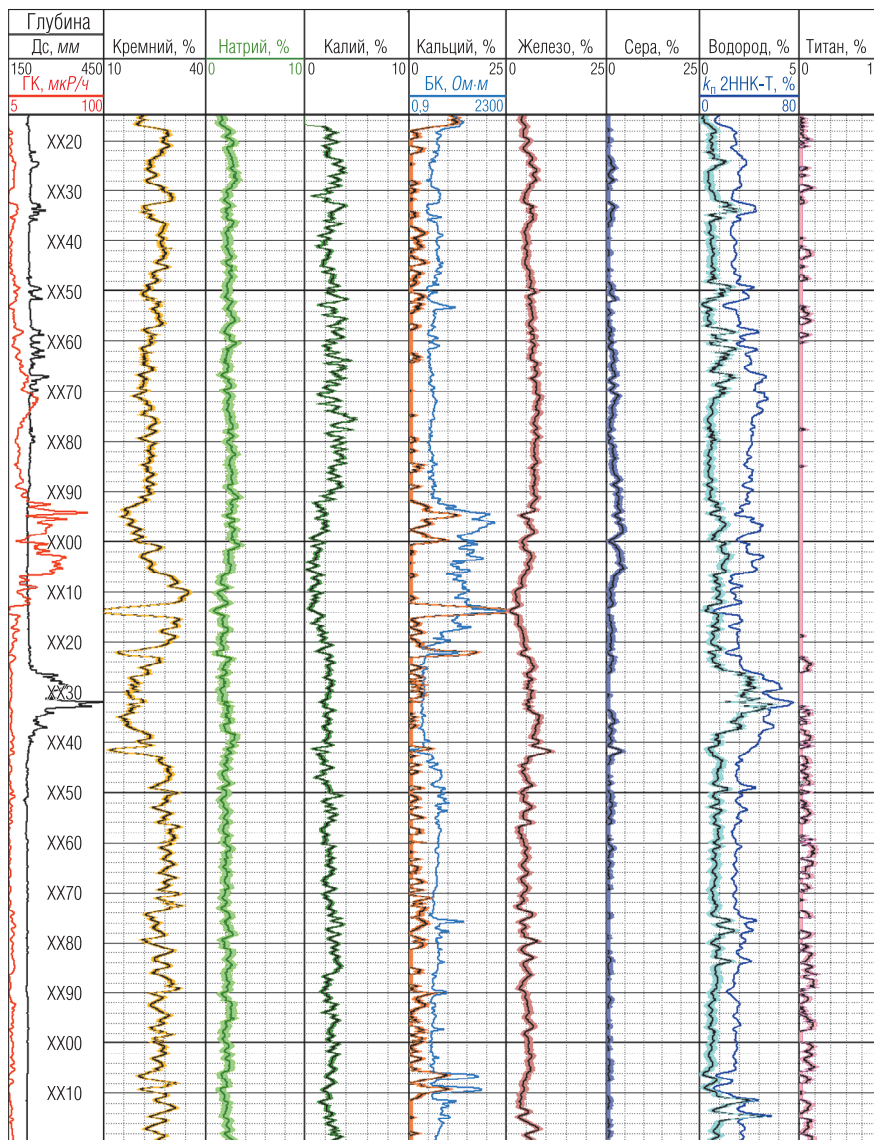


Рис. 2. Пример расчета массовых содержаний элементов по результатам каротажа аппаратурой СНГК-89 в открытом стволе

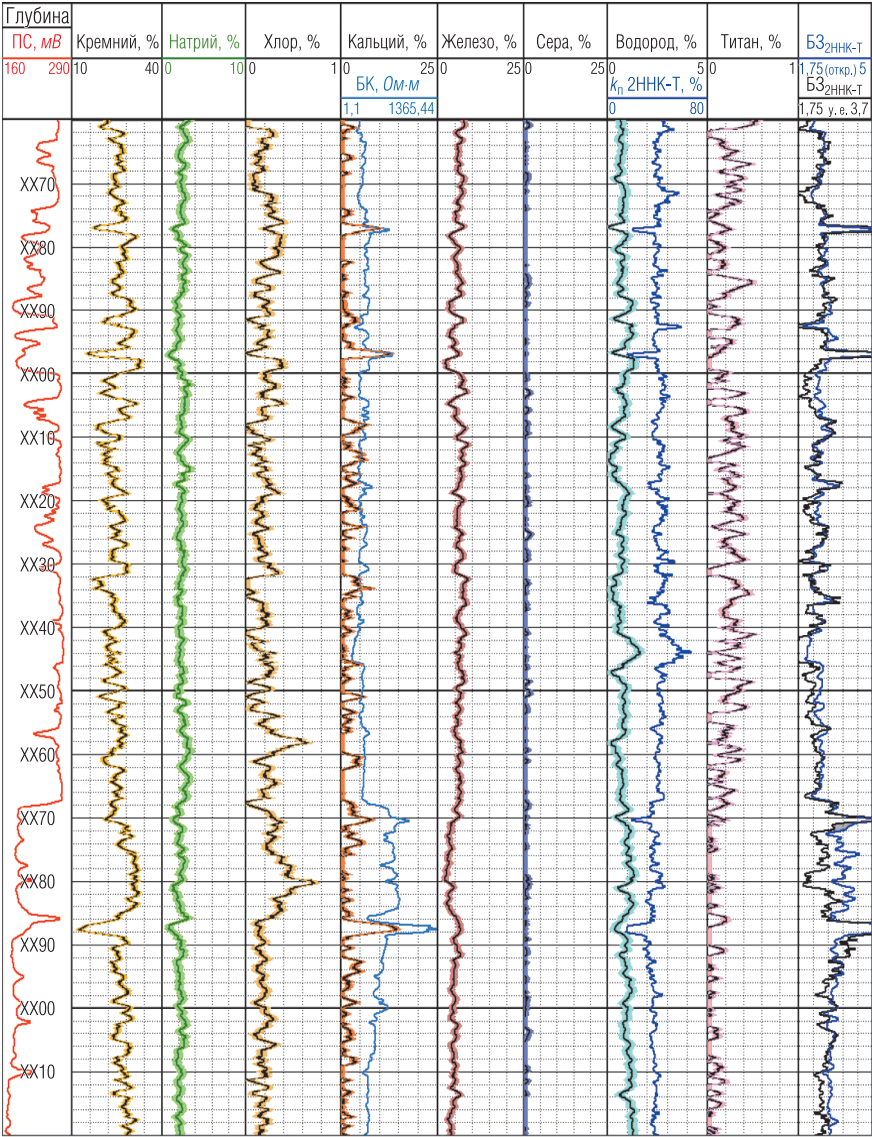


Рис. 3. Пример расчета массовых содержаний элементов по результатам каротажа аппаратурой СНГК-89 в закрытом стволе

Исследования спектров, полученных в условиях высокой минерализации пластовых вод и раствора, показали, что излучения хлора пласта и скважины в целом составляют большую часть регистрируемого излучения (до 95% всего излучения). Лишь 5–15% излучения приходится на другие элементы, представленные в пласте (рис. 4). Излучение отдельных элементов, определяемое при разложении пластовой составляющей на модельные спектры, становится сопоставимым с погрешностью самой процедуры разложения. Это накладывает существенные ограничения на возможности метода. Число определяемых элементов уменьшается, а погрешность оценки их массовых содержаний возрастает.

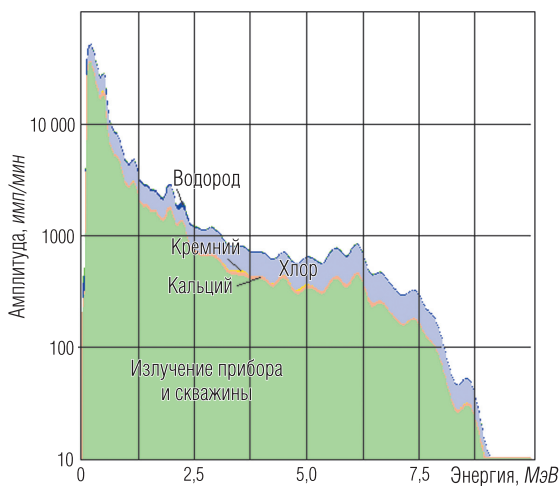


Рис. 4. Пример распределения вкладов излучения скважины и элементов в условиях сильноминерализованных пластовых вод и промывочной жидкости

На рис. 5 представлены результаты исследования Осинского горизонта, вскрытого скважиной диаметром 216 мм и представленного преимущественно карбонатами. Определение массовых содержаний выполнялось для скелетной составляющей пласта, то есть без учета водорода. Железо было исключено из разложения в связи с высокой погрешностью его определения. Учет излучения скважины проводился в соответствии с минерализацией промывочной жидкости – 300 г/л.

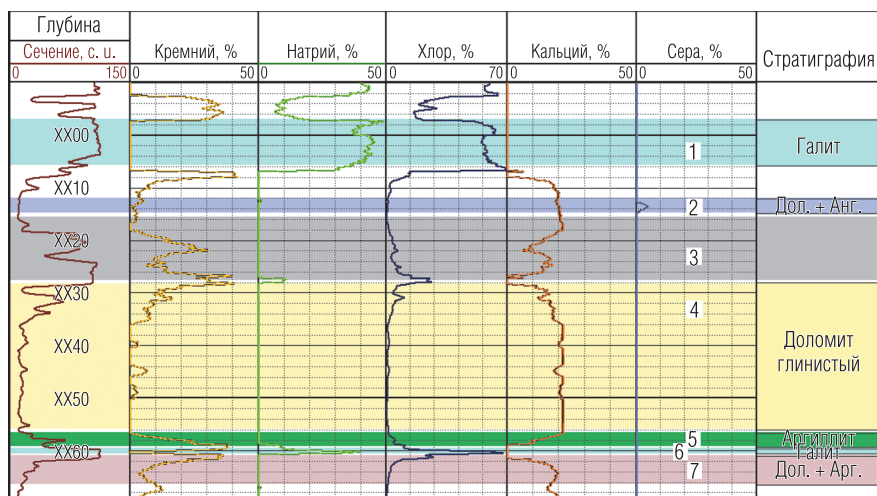


Рис. 5. Пример обработки данных СНГГ в карбонатных отложениях Осинского горизонта

На планшете четко выделяются пласты и пропластки галита (интервалы 1, 6), им соответствуют максимальные показания массовых содержаний хлора и натрия, а также повышенные значения сечений, рассчитанные по данным импульсного нейтронного каротажа. По описанию керна в интервале 5 присутствует галит. Интервал 4 по описанию керна представлен массивными доломитами, местами глинистыми. Содержание кальция по данным СНГК оценивается в 15–20%. Содержание кремния варьируется от 3 до 15%. В соответствии с описанием керна интервал 5 представлен доломитистым аргиллитом. По данным СНГК на данном интервале наблюдается увеличение массового содержания кремния и уменьшение содержания кальция. В интервале 6 по описанию керна наблюдается переслаивание доломита и аргиллита в соотношении 70/30. Среднее содержание кремния в этом интервале равно 12%, кальция – 14%. В интервале 2 определяется сера с массовым содержанием 3–5%. По описанию керна данный интервал представлен ангидритом, в верхней части – доломитом с прослойками и линзами ангидрита. По описанию керна в интервале 4 также встречаются пропластки и линзы ангидрита, но по данным СНГК в условиях сильной минерализации они не выделяются.

Интервал 3 по описанию керна также представлен доломитами, выход керна на этом интервале составил 60%. По данным СНГК этот интервал является неоднородным, неоднородность также отмечается по данным импульсного нейтронного и ядерно-магнитного каротажей.

Следует отметить, что данные СНГК не обеспечивают разделение доломитов и известняков, поэтому при проведении исследований в карбонатном разрезе рекомендуется привлекать данные литолого-плотностного каротажа. На рис. 6 приведено сопоставление данных лабораторного анализа керна и результатов обработки данных СНГК, выполненных с учетом индекса фотоэлектрического поглощения.

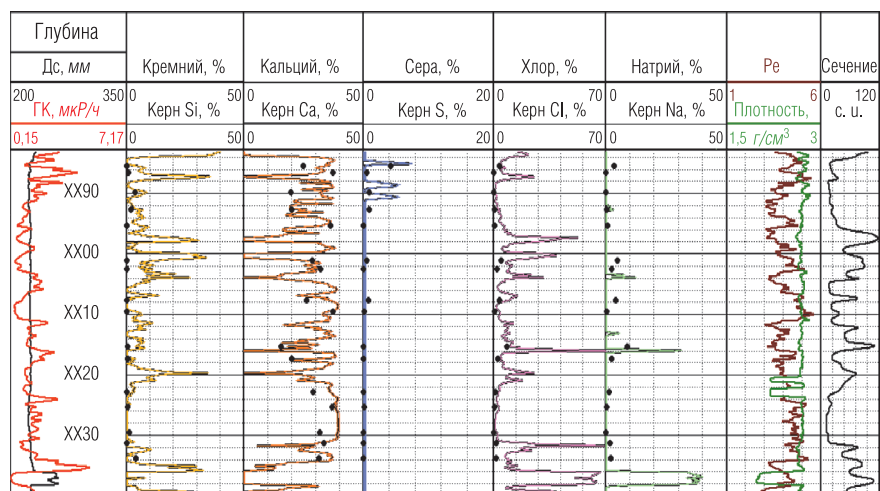


Рис. 6. Сопоставление лабораторного анализа керна и результатов обработки данных СНГК для карбонатного разреза

Результаты проведенных исследований показали, что большой диаметр скважины (216 мм) и высокая минерализация промывочной жидкости (более 200 г/л NaCl), характерные при вскрытии карбонатного комплекса, не позволяют получать достоверные количественные оценки массовых содержаний. Интерпретация данных СНГК носит качественный характер. Результаты обработки позволяют оценивать основные особенности разреза и на качественном уровне получать данные об элементном составе породы.

Снижение минерализации раствора до 100 г/л NaCl, а также уменьшение диаметра скважины существенно повышают информативность метода. Доля излучения, приходящаяся на породообразующие элементы, в этом случае достигает 30% и более. Это позволяет проводить количественную оценку массовых содержаний породообразующих элементов.

На рис. 7 представлены результаты исследования терригенного разреза скважин Хамакинского и Талахского горизонтов. Терригенная толща представлена песчаником, алевролитом и аргиллитом, а также их переслаиванием с глинисто-ангидритовым, ангидритово-глинистым и ангидритовым цементом. Минерализация раствора в скважине – 80 г/л, номинальный диаметр скважины – 143 мм. Исследование скважины проводилось с отбором керна. На планшете интервалы, которые по описанию керна соответствуют песчаникам (содержание аргиллитов до 10%), выделены желтым цветом, аргиллитам – зеленым. Светло-зеленым цветом выделены интервалы с переслаиванием песчаника и аргиллита примерно в равных долях. Увеличение в породе глинистых минералов приводит к увеличению массового содержания железа, определяемого по данным СНГК (рис. 7). В песчаниках содержание железа варьируется от 0 до 1,5–2%, в алевроитистых аргиллитах оно увеличивается до 6–8%.

В описании керна для большинства интервалов встречаются пятна и прослои ангидритизации. По данным СНГК среднее содержание серы по разрезу скважины составляет 1,5–3%, кальция 2–3%. Результаты обработки хорошо согласуются с данными других методов ГИС, полевым описанием керна и данными лабораторного анализа керна (рис. 8).

При проведении исследований на месторождениях Восточной Сибири рассматривалась возможность оценки содержания галитов в породе на основании данных СНГК. Для этого массовые содержания хлора были пересчитаны в объемное содержание галита. Корректировка за хлор, входящий в состав пластовой воды, при этом не производилась.

На рис. 9 и 10 приведены сопоставления оценки галита по данным СНГК и анализу керна для карбонатного и терригенного разреза. Результаты показывают, что оценка содержания галитов по данным СНГК в условиях высокой минерализации раствора в скважине возможна только на качественном уровне.

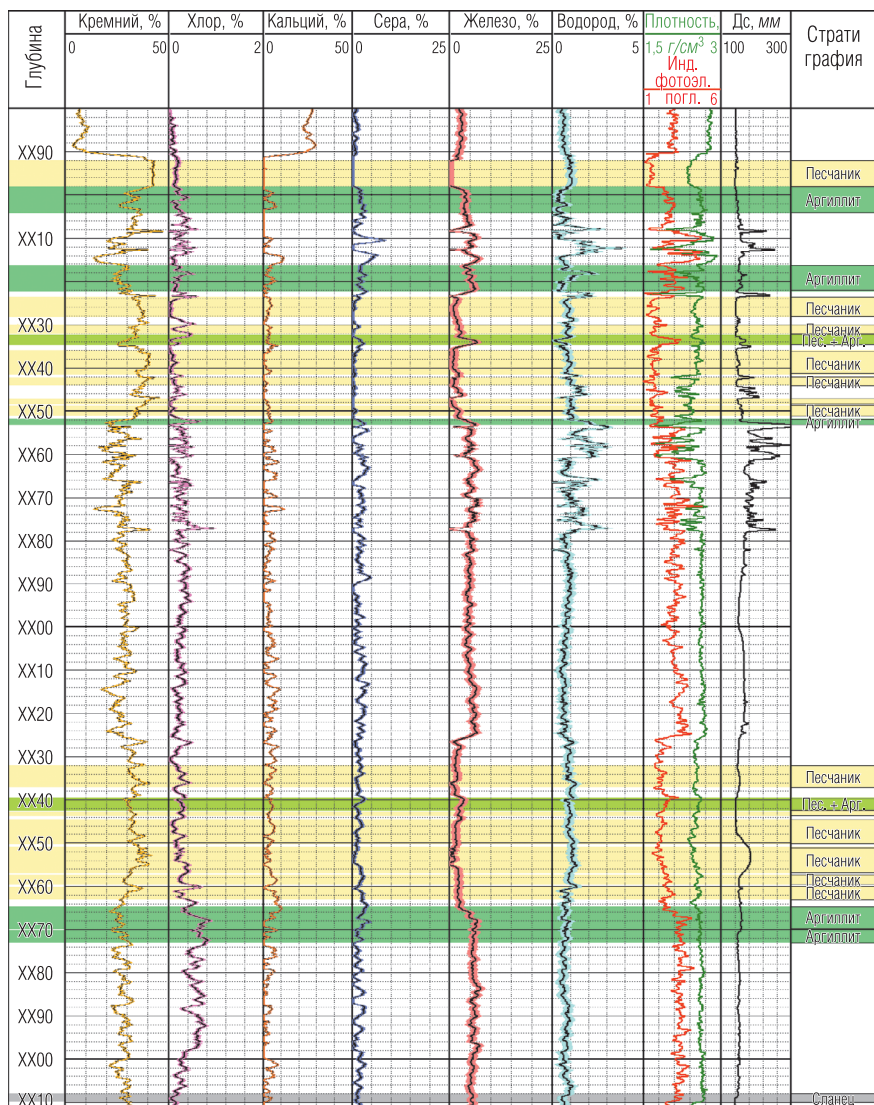


Рис. 7. Пример расчета массовых содержаний элементов по результатам каротажа аппаратурой СНГК-89 в условиях минерализованной промывочной жидкости

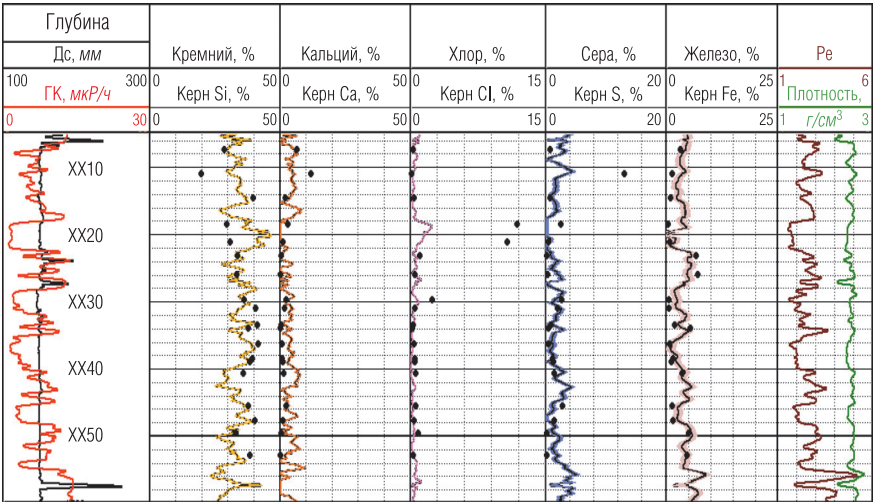


Рис. 8. Сопоставление данных лабораторного анализа керна и результатов обработки данных СНГК для терригенного разреза

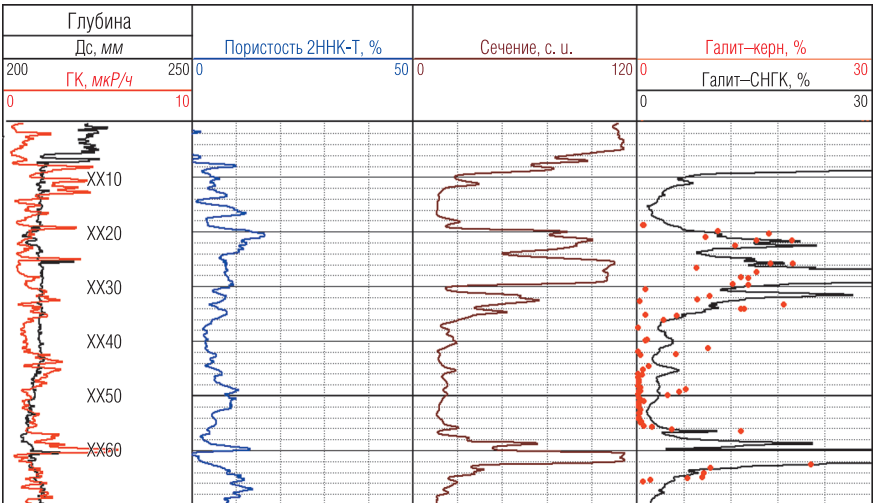


Рис. 9. Пример расчета содержания галитов по данным СНГК для карбонатного разреза

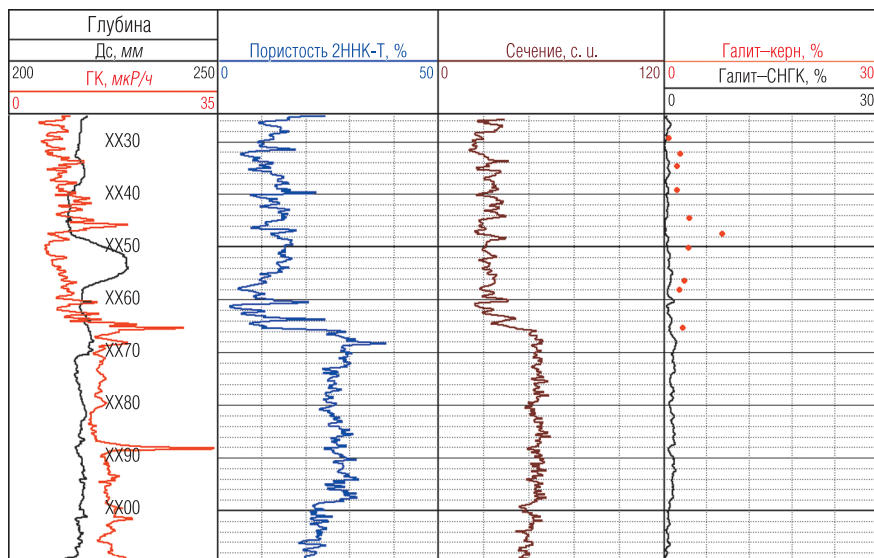


Рис. 10. Пример расчета содержания галитов по данным СНГК для терригенного разреза

Причин, затрудняющих количественную оценку галитов, несколько.

Во-первых, трудность разделения пластовой и скважинной составляющих излучения хлора. Результаты обработки зависят от точности задания технических параметров каротажа (минерализации промывочной жидкости и диаметра скважины). В большинстве случаев требуется корректировка по опорному пласту. Это означает необходимость привлечения дополнительной информации.

Во-вторых, как уже отмечалось выше, большая часть регистрируемого излучения приходится на излучение хлора, и при данных условиях резко возрастает погрешность определения массовых содержаний других элементов.

Выводы

1. Наиболее эффективным применением спектрометрического нейтронного гамма-каротажа являются условия низкой минерализации растворов и пластовых вод.

2. При применении минерализованных растворов количественная оценка массовых содержаний элементов в породе возможна при условии малого диаметра скважины и (или) минерализации растворов не более 100–150 г/л NaCl. При этом следует иметь в виду, что чувствительность метода к небольшим содержаниям элементов в породе значительно снижается.
3. При минерализации промывочной жидкости 250–300 г/л NaCl и более получать достоверные количественные оценки массовых содержаний затруднительно. Интерпретация данных носит качественный характер. Результаты обработки позволяют оценивать основные особенности разреза и на качественном уровне получать данные об элементном составе породы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бубеев А. А., Велижанин В. А., Лобода Н. Г., Тихонов А. Г. Некоторые результаты модельных и скважинных испытаний оценки массовых содержаний элементов по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 8 (197). С. 67–80.
2. Бубеев А. А., Велижанин В. А., Лобода Н. Г. Способы и алгоритмы обработки данных спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой СНГК-89 // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 8 (206). С. 55–72.
3. Велижанин В. А., Бубеев А. А., Лобода Н. Г. и др. Аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа для оценки массовых содержаний элементов в породе // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 2 (200). С. 73–77.
4. Лобода Н. Г., Велижанин В. А., Бубеев А. А. Математическое моделирование спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 7 (196). С. 50–69.

УДК 621.91.02:621.01

Г. Б. Бурдо, Ю. А. Стрельников

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛОРЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ПРИБОРОСТРОЕНИИ

Проанализированы показатели эффективности эксплуатации металлорежущего инструмента. Показаны результаты производственных экспериментов по исследованию стойкости режущих пластин с многослойными покрытиями. Даны критерии экспресс-оценки работоспособности пластин и рекомендации по их эффективному использованию.

Ключевые слова: резание металлов, инструмент с многослойными покрытиями, стойкость режущего инструмента, критерии износа, эффективность.

Введение

Такие важнейшие показатели эффективности эксплуатации металлорежущего инструмента, как денежные затраты, отнесенные к единице времени обработки, штучная производительность за время службы инструмента, определяются тем, насколько полно используются возможности работы инструмента до наступления его физического износа.

В последние 8–10 лет большое распространение при металлообработке в производственных системах геофизического приборостроения получил режущий инструмент, оснащенный неперетачиваемыми твердосплавными и минералокерамическими пластинами с многослойными покрытиями (МП) фирм Sandvik, Iskar, Mitsubishi и ряда других [3]. Особенностью таких покрытий является то, что с их помощью решаются задачи придания дополнительной прочности режущей кромке, повышения износостойкости лезвия и теплостойкости инструмента. В качестве покрытия обычно используются мелкодисперсные слои нитрида титана или оксида алюминия толщиной от 0,5 до 7 мкм.

С целью изучения особенностей износа указанных режущих пластин и разработки рекомендаций по их эксплуатации были проведены соответствующие производственные исследования.

Особенности износа режущих пластин с МП

Как показал анализ опыта эксплуатации инструментов со сменными режущими пластинами с МП в ООО “Нефтегазгеофизика”, у них, в отличие от обычных инструментов из твердых сплавов и быстрорежущих сталей, практически отсутствует зона приработки, а удельный износ близок к инструменту, оснащенному искусственными алмазами.

Исследования позволяют сделать вывод, что интенсивность изнашивания режущей кромки токарных пластин в направлении выдерживаемого размера составляет 1–2 мкм на 1 км длины пути резания (рис. 1).

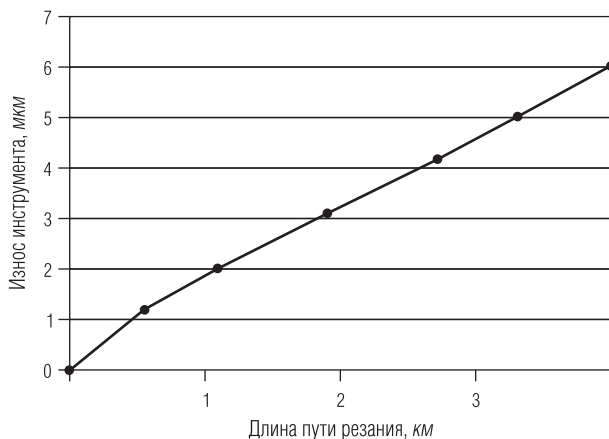


Рис. 1. Зависимость износа инструмента со сменными режущими пластинами с МП

Данные на графике приведены для обработки закаленной стали 40X13 (28...32 HRC, скорость резания 85 м/мин, подача 0,25 мм/об, глубина резания 3 мм) пластинами CNMG 120408-PM 4015.

Полученные результаты позволяют констатировать, что режущие способности инструмента и его стойкость резко снижаются при нарушении целостности верхнего износостойкого покрытия. Также отмечено, что практически до состояния физического износа обеспечивается и размерная стойкость инструмента, что позволяет определить физический износ как критерий работоспособности пластин.

По мнению авторов, механизм износа инструмента с МП несколько отличен от традиционного, когда он во многом определяется “вырывом” материала инструмента при отделении “нароста”. Износостойкость режущих пластин с МП вероятнее всего определяется деформационными процессами (усталостный износ), происходящими в пределах высоты микронеровностей покрытия, так как сродство с обрабатываемыми материалами и интенсивное наростообразование при правильном подборе инструмента не наблюдаются.

С целью определения характера нарушения целостности верхнего износостойкого покрытия были выполнены исследования при различных видах обработки для сталей 30ХГСА (32...36 HRC) и 40Х13 (28...32 HRC). Использовались режущие пластины CNMG 190612-PR 4235 и R266.0G-16MM01-200 1020.

Было установлено, что разрушение покрытия при продольном, поперечном точении и резьбонарезании сначала наблюдается на передней поверхности пластины, а на задней поверхности разрушение происходит уже при износе тела пластины. Износ покрытия происходит не только непосредственно по режущему лезвию, но и на некотором расстоянии от него по направлению вектора схода стружки или вектора скорости резания. Это позволило установить зоны покрытия, определяющие стойкость инструмента.

Определение критериев работоспособности инструментов, оснащенных пластинами с МП, и рекомендации по эксплуатации

Производственные исследования критериев проводились на стали 40Х13 твердостью 28...32 HRC ($\sigma_b > 900$ МПа) и стали 12Х18Н10Т в наклепанном состоянии до твердости 26...30 HRC ($\sigma_b = 1050$ МПа) при наружном и внутреннем точении пластинами с различными режимами резания в их допустимом диапазоне.

Эти стали относятся к нержавеющей классу и в целом отличаются неудовлетворительной обрабатываемостью в связи с повышенным износом инструмента и плохими условиями стружкообразования. В то же время они находят наиболее широкое применение в отечественном геофизическом приборостроении.

При изучении величины шероховатости покрытия до и после процесса резания было отмечено, что наибольшее ее изменение (увеличе-

ние) и наибольший износ покрытия проявляются не на самом лезвии, а непосредственно за ним, что позволяет определить “критические” (с точки зрения стойкости) площадки пластин.

Анализ результатов исследования показал, что шероховатость поверхности покрытий пластин после резания имела тенденцию к увеличению, поэтому ее обеспечение в допустимых значениях на эксплуатируемом инструменте важно для его рационального использования.

Также установлено, что изменяющейся характеристикой покрытий, помимо шероховатости, является его толщина на передней грани.

При исследовании процесса износа токарных режущих пластин было выявлено, что их наиболее динамичными геометрическими характеристиками являются радиусы при вершине резца R_1 и скругления главной режущей кромки R_2 (рис. 2).

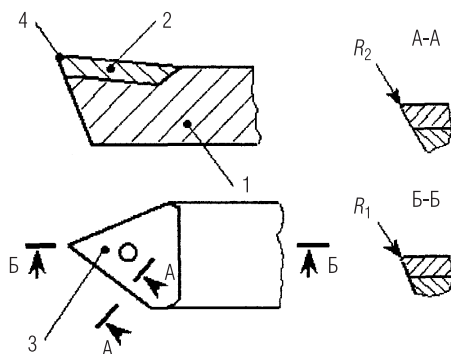


Рис. 2. Элементы токарного резца:

1 – державка резца; 2 – неперетачиваемая пластина; 3 – передняя грань; 4 – вершина резца

Активная динамика изменения указанных параметров объясняется, скорее всего, наиболее высокой силовой и температурной нагруженностью главной режущей кромки, вершины резца и передней грани в процессе резания.

Изменение радиуса R_1 анализировалось при обработке цилиндрических поверхностей со скоростями резания 80 м/мин и подачи 0,2 мм/об (конструкционная низколегированная сталь 30ХГСА), а также при 90 м/мин и 0,2 мм/об (нержавеющая сталь аустенитного класса

12Х18Н10Т). Глубина резания везде составляла 1,5 мм. Первоначально увеличение радиуса R_1 вызывается, прежде всего, приработкой в пределах толщины покрытия. Затем радиус увеличивается практически пропорционально времени резания до некоторой величины, после которой начинается разрушение пластины из-за ее оплавления. Повышение температуры объясняется увеличением мощности резания и выделяемого тепла вследствие затупления режущей кромки пластины.

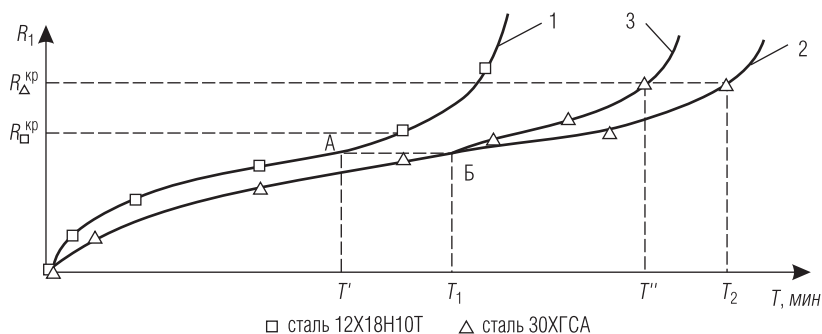


Рис. 3. Изменение радиуса (R_1) от времени резания (T)

Пропорциональность зависимости $R_1 = f(T)$ в средней части, отражающей интенсивность износа, позволяет использовать ее для прогнозирования ожидаемого периода стойкости пластин.

Установлено, что критические радиусы скругления $R_1^{кр}$ и $R_2^{кр}$, после которых начинается выход инструмента из строя, различны для указанных материалов при одинаковых начальных условиях, как и фактические периоды стойкости. Отношение $R_2^{кр}$ к $R_1^{кр}$ (для сталей 30ХГСА и 12Х18Н10Т) составляло 1,9–2, а отношение стойкостей T_2 и T_1 – 1,65–1,7. С учетом этого факта было сделано предположение, что доведенная практически до предельного износа на стали 12Х18Н10Т пластина может быть использована для сталей, имеющих большие значения $R_1^{кр}$.

Проведен следующий производственный эксперимент. Пластинкой обрабатывались детали из стали 12Х18Н10Т в период времени $T' = 0,75$ от T_1 (рис. 3, точка А на кривой 1). Затем той же пластиной продолжалась обработка стали 30ХГСА, то есть по существу условия эксперимента стали соответствовать точке Б на кривой 2.

Оказалось, что зона приработки имеет менее выраженный характер, и кривая 3 на большей части своей длины была параллельна кривой 2. Выход пластин из строя наступил приблизительно при тех же значениях R_1 , что и для новых пластин, которыми велась обработка стали 30ХГСА. Суммарный период стойкости пластин увеличивался на 40–50%.

Подобная картина наблюдалась при анализе изменения радиуса закругления главной режущей кромки.

Следовательно, указанные параметры могут служить основой для прогнозирования ожидаемого периода стойкости инструмента.

Изменение шероховатости поверхности на наружной грани имеет несколько другой характер. Увеличение шероховатости наблюдается в период приработки инструмента, далее она практически не меняется, а затем опять начинает резко увеличиваться при непосредственном приближении к значениям периодов стойкости инструмента. Это связано с быстрым износом покрытия и разрушением уже поверхностного слоя основного материала пластины. Поэтому визуальное нарушение покрытия на передней грани пластины в области ее вершины может служить предупреждением о скором выходе пластины из строя.

Результаты исследования позволяют сформулировать следующие рекомендации по эффективной эксплуатации инструмента, оснащенного пластинами с МП:

- 1) увеличение величины шероховатости покрытия пластины на передней грани более, чем в 3–3,5 раза по сравнению с исходной может сигнализировать о быстром последующем выходе инструмента из строя;
- 2) увеличение радиусов скругления R_1 и R_2 более чем в 2,5 раза свидетельствует о практически исчерпанном периоде стойкости инструмента;
- 3) учитывая, что в связи с большим разнообразием применяемых материалов при обработке приборов применяются универсальные пластины с МП, целесообразно первоначально использовать их для обработки вязких нержавеющей сталей аустенитного класса (до 85–95% от периода их стойкости, назначаемого по [3]), а затем переходить на обработку нержавеющей сталей мартенситного класса или низколегированных конструкционных сталей.

Заключение

Проведенные производственные наблюдения позволяют констатировать, что процесс резания пластинами с МП укладывается в общую картину закономерностей формообразования [1, 2]. Выявленные критерии износа пластин позволяют достаточно просто производить их экспресс-диагностику. За счет подбора обрабатываемых одним инструментом деталей из различных групп материалов можно значительно повысить ресурс режущих пластин и сократить денежные затраты на инструмент.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов В. И., Боровский Г. В. и др. Справочник конструктора-инструментальщика. М.: Машиностроение, 1994. 560 с.
2. Грановский Г. И., Грановский В. Г. Резание металлов. М.: Машиностроение, 1995. 304 с.
3. Руководство по металлообработке. SANDVIK Coromant, 2010. 916 с.

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832

А. С. Бувеч

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МОДУЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА “ГРАНИТ–ОНИКС” ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Приведено краткое описание ультразвукового расходомера УЗИ и результатов его применения. Поскольку УЗИ является частью аппаратного комплекса “Гранит–Оникс”, указаны его характеристики.

Ключевые слова: обсаженная скважина, эксплуатация, поток, акустические измерения, комплекс.

Технологический комплекс “Гранит–Оникс” предназначен для геофизических исследований обсаженных скважин. Основными составными частями комплекса являются скважинная аппаратура “Гранит”, регистрирующий комплекс (станция) “Оникс”, средства обработки данных, интерпретации и подготовки заключения (пакет программ “Оникс”).

Рассмотрим эти составляющие.

Программно-управляемый регистрирующий комплекс (станция) “Оникс” состоит из компьютера типа IBM PC, термоплоттера, интерфейсного блока с программно-управляемым источником питания

скважинной аппаратуры, программного обеспечения управления и системы обработки данных. Программное обеспечение работает в операционной среде Windows. Имеется портативный вариант регистрирующего комплекса. В системе предусмотрена аппаратная база данных с метрологическими описаниями для всех приборов каждого предприятия, выпускающего данную аппаратуру.

Скважинная аппаратура “Гранит” состоит из набора модулей, каждый из которых представляет собой самостоятельный многопараметровый или однопараметровый прибор, подключенный к транзитной центральной жиле каротажного кабеля. Основной особенностью аппаратуры является уникальная многоканальная телеметрия, обеспечивающая одновременную работу любого набора модулей при их подключении к одножильному каротажному кабелю. Это, в частности, позволяет без труда включать в систему новые модули или различные их модификации.

Процесс измерения в названном комплексе обеспечивается последовательной цепочкой преобразования, начиная с кодирования сигналов в скважинном модуле и кончая метрологической обработкой. Для метрологической поддержки служит встроенная подсистема индивидуальной калибровки модулей.

Использование прецизионных датчиков температуры и элементов преобразовательных схем позволило выйти на уровень точности измерения температуры, сопоставимый с точностью калибровочных устройств (термостатов), обычно используемых на геофизических предприятиях. Поэтому фактически канал температуры аппаратуры “Гранит” сам по себе является эталонным и не требует калибровки. Канал термоанемометра (СТИ) выполнен также на основе прецизионного термостойкого датчика, обладает высокой надежностью и не требует калибровки.

Повышенную точность по сравнению с другими типами скважинной аппаратуры имеет канал измерения давления. Это достигнуто за счет использования специального алгоритма калибровки и подавления температурной зависимости датчика давления.

Еще одной отличительной особенностью скважинной аппаратуры является активный локатор муфт, показания которого, в отличие от применяемого обычно пассивного магнитоэлектрического локатора, не зависят от скорости движения прибора и намагниченности труб.

Скважинная аппаратура “Гранит” предназначена для работы при температуре среды до 150 °С.

Программные средства обработки данных “Оникс” ориентированы на оперативную обработку комплексных замеров большого количества параметров (давление, температура, метод “приток–состав” и др.).

В системе “Оникс” имеется база данных, в которой хранятся список площадей и скважин, сведения о конструкции скважин, регистрируемые данные и результаты обработки. Пакет программ “Оникс” предоставляет пользователю широкие возможности по оперативной обработке исходных данных в полуавтоматическом режиме.

В состав аппаратного комплекса входят приборы для ультразвуковых исследований скважин УЗИ и УЗИ-П [1, 4].

На рис. 1 показан общий вид модуля УЗИ, основным назначением которого является измерение скорости потока жидкости, ее плотности,

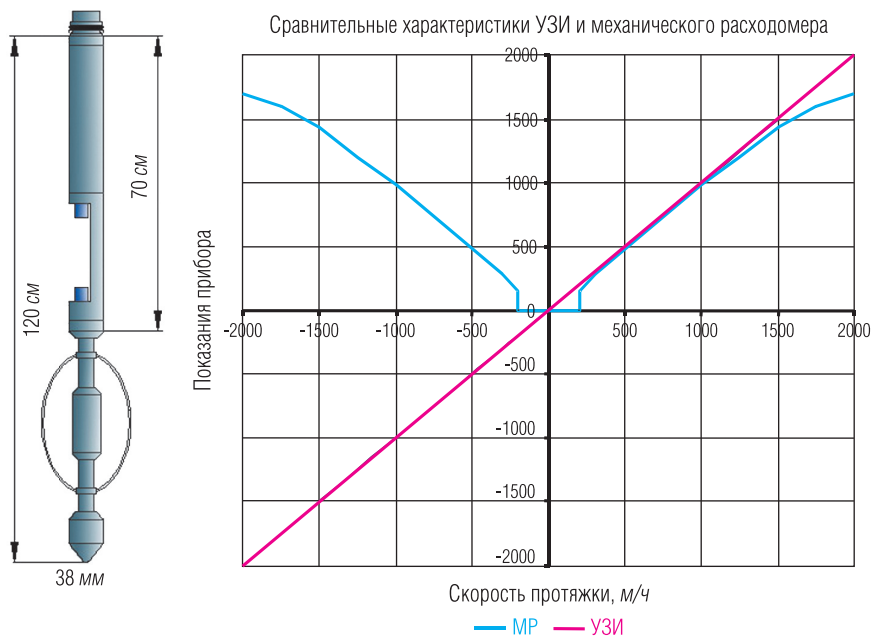


Рис. 1. Модуль УЗИ и сравнение типовых характеристик расходомера УЗИ и механического расходомера

а также определение границы появления всплывающей нефти или свободного газа в скважине. В неоднородной среде при наличии в воде частиц нефти или свободного газа прибор не работает, то есть затухание сигнала равно 100%. Поэтому преимущественной областью использования прибора является исследование нагнетательных скважин.

На рис. 1 также показаны типовые градуировочные характеристики обычного механического расходомера и прибора УЗИ. Кривые качественно отличаются. Показания механического расходомера не зависят от направления движения потока жидкости относительно прибора, что в ряде случаев существенно затрудняет интерпретацию, так как при движении прибора по направлению потока возможна смена направления вращения турбинки. Кроме того, к недостаткам механического расходомера следует отнести существование зоны нечувствительности в области малых дебитов (порог срабатывания) и ограничение в области больших дебитов. Расходомер УЗИ лишен этих недостатков.

Работа модуля основана на измерении скорости распространения и затухания ультразвуковых волн в жидкости, заполняющей скважину. Для определения скорости и плотности жидкости измеряется время прохождения импульса между излучателем и приемником акустических импульсов на базе $L = 16$ см. Для оценки скорости потока измеряется разность времен пробега вдоль потока в противоположных направлениях $dT = T_1 - T_2$, а для определения плотности жидкости – среднее время пробега в том и другом направлении $T_{\text{ср}} = (T_1 + T_2)/2$.

Подставляя вместо времен пробега скорости распространения упругих колебаний, получаем

$$T_1 - T_2 = \frac{L}{(V_0 + V)} - \frac{L}{(V_0 - V)} = \frac{2LV}{V_0^2 - V^2} \approx 2LV,$$

где V_0 – скорость распространения акустических колебаний в данных условиях; V – скорость потока жидкости относительно прибора. Здесь учтено, что $V^2 \ll V_0^2$ (различие не менее 10^5 раз). Из последнего выражения находим скорость потока относительно прибора:

$$V = (T_1 - T_2) \frac{V_0^2}{2L},$$

или, заменяя $V_0 = \frac{2L}{(T_1 + T_2)}$, окончательно получаем

$$V = \frac{2L(T_1 - T_2)}{(T_1 + T_2)^2}.$$

Поскольку временные интервалы измеряются с высокой точностью (используется высокостабильный кварцевый генератор), то формально можно сделать вывод, что результатом измерения является в чистом виде скорость потока и прибор не требует градуировки. Однако опыт показывает, что не удастся сделать совершенно идентичные акустические преобразователи, поэтому реально имеется аппаратное смещение нуля преобразовательной характеристики прибора в пределах ± 40 м/ч. Кроме того, из-за гидродинамических потерь эффективная база измерения в используемой конструкции оказывается примерно на 15% меньше расстояния L между преобразователями. Это приводит к соответствующему уменьшению чувствительности прибора. Опытные исследования проводились на нефтяных месторождениях Омана (Ближний Восток), где широко применяется закачка в пласты полимерного раствора. Этот раствор имеет консистенцию обойного клея, высокую вязкость и обладает свойствами неньютоновских жидкостей. Механические расходомеры в этих условиях практически неработоспособны. Использование ультразвукового расходомера показало вполне приемлемые результаты, однако уменьшение чувствительности составило уже 50% при затухании сигнала до 90% против 10% в воде (100% соответствует прекращению работы прибора).

Реальная градуировочная характеристика ультразвукового расходомера, полученная в скважине при разных скоростях движения прибора, приведена на рис. 2. Характеристика близка к линейной, при этом абсолютная среднеквадратичная погрешность оценивается величиной 41 м/ч, что соответствует дебиту $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ в обсадной колонне 146 мм.

На рис. 3 показаны кривые, зарегистрированные прибором УЗИ в нагнетательной скважине при закачке воды с расходом около $600 \text{ м}^3/\text{сут}$. В правой части диаграммы приведены две кривые, показывающие изменение времени пробега акустических волн “по потоку” и “против потока” при спуске прибора. Это, вообще говоря, служебные каналы,

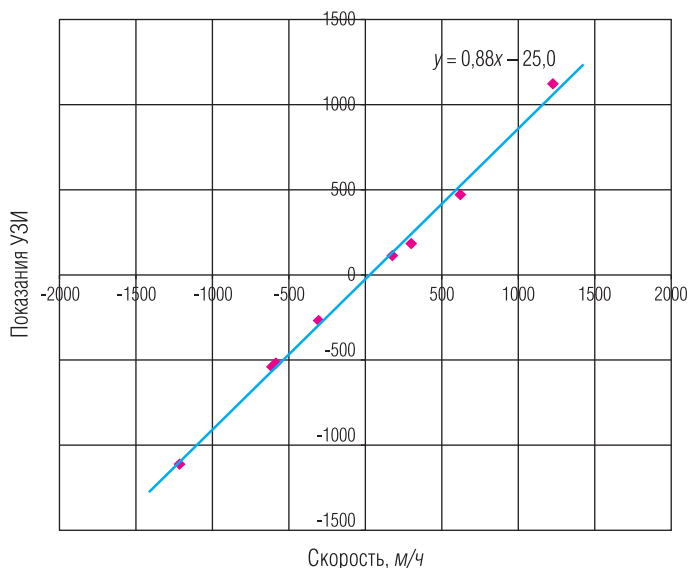


Рис. 2. Реальная градуировочная характеристика ультразвукового расходомера, полученная в скважине при разных скоростях движения прибора

предназначенные для контроля работы прибора. Соответствующие кривые в кодах показаны на рис. 3 для пояснения принципа работы. В нижней части движения жидкости нет, и небольшое расхождение кривых обусловлено движением прибора. В верхней части выше 880 м кривые расходятся пропорционально скорости потока нагнетаемой воды.

В левой части диаграммы приведены две кривые относительной скорости потока, зарегистрированные при спуске и подъеме прибора УЗИ со скоростью 110 м/ч. Кривые имеют идентичную форму и смещены относительно друг друга вследствие разной скорости протяжки (с учетом знака). Здесь же приведена кривая механического расходомера РГД типа “Гранат”, зарегистрированная на подъеме одновременно с УЗИ. Соответствующие кривые УЗИ и РГД практически совпадают. Аппаратурная разрешающая способность канала скорости потока, оцененная по уровню флуктуации показаний при отсутствии потока и неподвижном приборе, не превышает 5 м/ч.

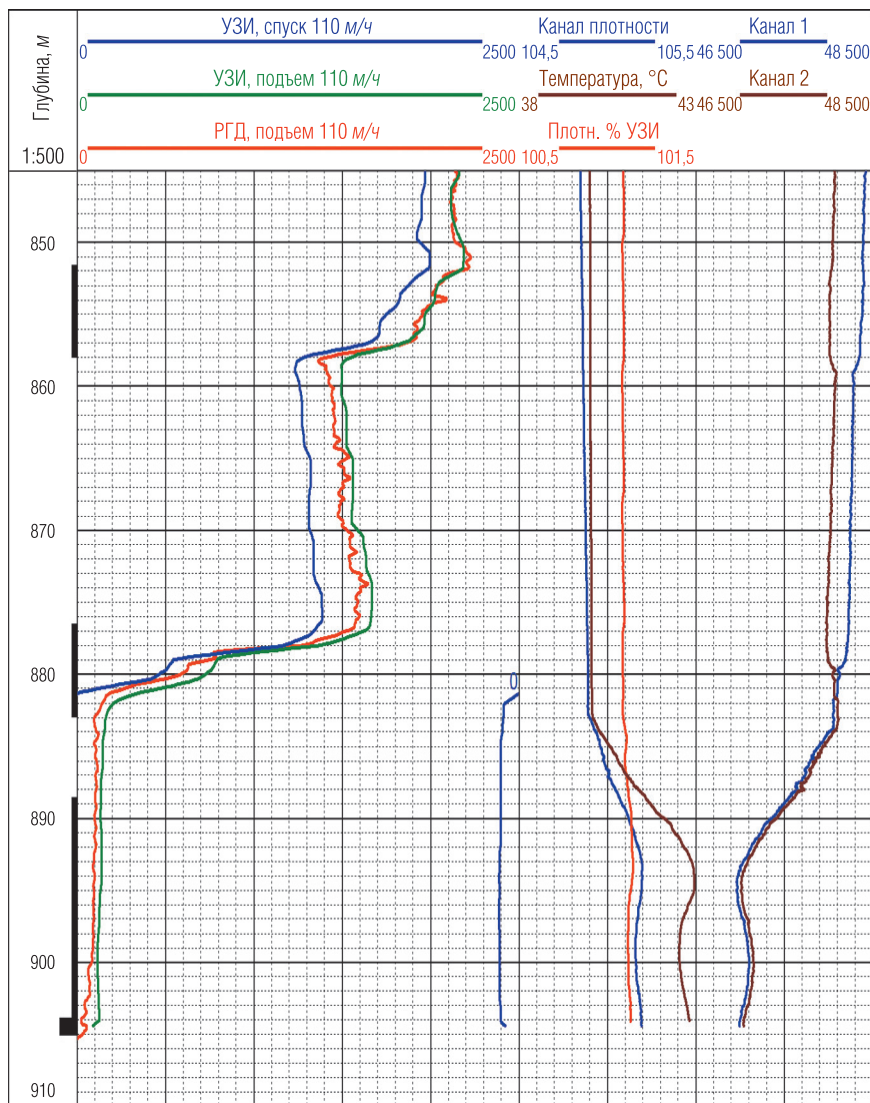


Рис. 3. Реальные кривые, зарегистрированные модулем УЗИ в нагнетательной скважине. Для сравнения приведена одновременно зарегистрированная кривая механического расходомера РГД

В реальных условиях измерений в потоке разрешающая способность, естественно, ухудшается из-за гидродинамических флуктуаций.

Как указывалось выше, прибор УЗИ имеет канал измерения плотности жидкости. Особенностью использования скорости распространения ультразвуковых импульсов для определения плотности является необходимость температурной коррекции данных, полученных на основе калибровки в нормальных условиях. Этот вопрос рассмотрен в статье [4]. Для иллюстрации влияния температуры на рис. 3 в средней колонке представлены зарегистрированная кривая канала плотности и термограмма. Отчетливо видна корреляция кривых. Там же показан результат первичной обработки данных, предусматривающей температурную коррекцию. Кривые плотности представлены в процентах от плотности пресной воды при нормальных условиях, так что для перехода к привычной единице измерения (г/см^3) показания следует разделить на 100. Канал плотности обладает очень высоким разрешением – на графике ширина полосы плотности соответствует 1%, то есть $0,01 \text{ г/см}^3$. Заметим, что имеется модификация модуля ультразвуковых исследований УЗИ-П, предназначенная специально для исследования нефтяных скважин [4].

Более подробную информацию по теме статьи можно найти на сайте <http://karotazh.ru/>.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бувеч А. С. Модуль ультразвуковых исследований для эксплуатационных скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 143–145. С. 91–97.
2. Бувеч А. С. Опыт использования модуля ультразвуковых исследований в нагнетательных скважинах // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 1 (154). С. 21–27.
3. Бувеч А. С. Опыт использования метода ультразвуковых исследований в стволе нефтяных скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 3 (156). С. 3–8.
4. Бувеч А. С., Коришиков С. Н. Высококонтрастный ультразвуковой плотностномер УЗИ-П // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 6 (183). С. 40–50.

УДК 550.822.2.013:389

В. В. Вержбицкий, Н. Г. Козыряцкий, Г. А. Калистратов

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ ГРАДИЕНТ- И ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНДАМИ В КОНТРОЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Предложен математический аппарат для расчета параметров имитационных колонн (имитаторов УЭС) контрольной скважины с искусственным разрезом, используемой для проверки работоспособности и стандартизации аппаратуры электрического каротажа (ЭК).

Ключевые слова: контрольная скважина, имитатор и имитационная колонна электрического сопротивления.

Опыт применения контрольных скважин показал, что они весьма эффективны для скважинных испытаний и контроля качества аппаратуры ЭК [4, 5, 7]. Для испытаний аппаратуры ЭК было предложено и опробовано несколько конструкций имитаторов электрических свойств пластов горных пород, пересеченных скважиной [2, 3, 6]. Из них лишь конструкция, описанная в [3], обеспечивает воспроизведение наперед заданных значений кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС) в широком диапазоне вне зависимости от свойств горных пород.

Математическая модель контрольной скважины для зондов электрического каротажа методом кажущегося сопротивления

Рассмотрим имитатор ЭК (рис. 1), представляющий собой, согласно [3], скважину, обсаженную стальной обсадной колонной радиусом r_c , внутри которой помещена перфорированная непроводящая труба с внешним $r_{тр}$ и внутренним $r_{вн}$ радиусами (рис. 1, а). В непроводящей трубе в радиальном направлении просверлены отверстия одинакового диаметра d_o , расположенные на равном расстоянии друг от друга, позволяющие имитировать однородный по сопротивлению участок среды любой мощности [7]. Изменение плотности расположения отверстий и их диаметров позволяет менять сопротивление имитируемой среды.

Радиальное распределение УЭС отражено на рис. 1, б.

Сопротивление среды при $r < r_{вн}$ и $r_{тр} < r < r_c$ равно ρ_c – УЭС промысловой жидкости, при $r > r_c$ сопротивление среды можно счи-

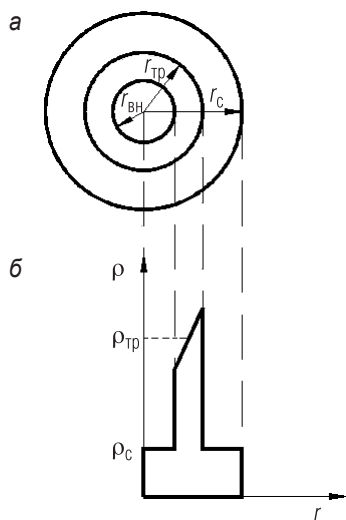


Рис. 1. Радиальное распределение сопротивления в контрольной скважине: а – сечение контрольной скважины; б – радиальное распределение сопротивления

тать равным нулю, так как обсадная колонна экранирует скважину от внешней среды при проведении измерений зондами ЭК. Поскольку отверстия в непроводящей трубе просверлены в радиальном направлении, при $r_{\text{вн}} < r < r_{\text{тр}}$ среда электрически анизотропна и проводимость ее характеризуется тензором $\hat{\sigma}$. В цилиндрической системе координат $\{r, \varphi, z\}$, ось z которой совпадает с осью скважины, этот тензор выглядит следующим образом:

$$\hat{\sigma} = \begin{pmatrix} \sigma_{rr} & \sigma_{r\varphi} & \sigma_{rz} \\ \sigma_{\varphi r} & \sigma_{\varphi\varphi} & \sigma_{\varphi z} \\ \sigma_{zr} & \sigma_{z\varphi} & \sigma_{zz} \end{pmatrix}. \quad (1)$$

При исследовании показаний электрических зондов, длина которых значительно превышает диаметр отверстий d_o и расстояние между ними, все элементы тензора $\hat{\sigma}$, кроме σ_{rr} , можно считать равными нулю. Величина σ_{rr} при этом определяется диаметром и количеством отверстий на единицу площади поверхности трубы, а также сопротивлением промывочной жидкости:

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{\rho_c} \cdot \frac{n \cdot d_0^2}{8r \cdot h}, \quad (2)$$

где n – число отверстий по периметру трубы на одном уровне; h – расстояние между центрами отверстий по вертикали.

Потенциал U электрического поля источника постоянного тока в среде с тензором проводимости $\hat{\sigma}$ определяется уравнением

$$\text{div}(\hat{\sigma} \text{grad} U) = f, \quad (3)$$

где f – функция источника.

Подставляя в выражение (3) тензор $\hat{\sigma}$, определяемый из соотношений (1) и (2), получим при $r_{\text{вн}} < r < r_{\text{тр}}$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right) = 0. \quad (4)$$

Решением такого уравнения является функция

$$U(r, \varphi, z) = C_1(\varphi, z)r + C_2(\varphi, z). \quad (5)$$

Во всем остальном пространстве уравнение (3) переходит в уравнение Лапласа, общий вид решений которого хорошо известен.

Рассмотрим достаточно протяженный участок трубы с однородной перфорацией, такой, что электрические свойства контрольной скважины можно было бы считать независимыми от z . Будем считать, что поле создается осесимметричным источником постоянного тока. Пусть U_0 – потенциал при $r < r_{\text{вн}}$; U_1 – потенциал при $r_{\text{вн}} < r < r_{\text{тр}}$; U_2 – потенциал при $r_{\text{тр}} < r < r_c$.

Учитывая, что эти функции являются решениями уравнения Лапласа или формулы (4), их можно представить в виде

$$U_2 = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty [A_2(m)I_0(mr) + B_2(m)K_0(mr)] \cos m z dm, \quad (6)$$

$$U_1 = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty [A_1(m)r + B_1(m)] \cos m z dm. \quad (7)$$

Вид функции U_0 зависит от геометрии источника тока. На поверхности обсадной колонны справедливо следующее граничное условие:

$$U_2 = 0 \Big|_{r=r_c}. \quad (8)$$

На внешней и внутренней поверхности перфорированной трубы справедливо условие непрерывности потенциала и нормальной составляющей плотности тока:

$$U_i = U_{i+1} \Big|_{\substack{r=r_{\text{вн}} \\ r=r_{\text{тр}}}} \quad (9)$$

$$\frac{1}{\rho_i} \frac{\partial}{\partial r} U_i = \frac{1}{\rho_{i+1}} \frac{\partial}{\partial r} U_{i+1} \Big|_{\substack{r=r_{\text{вн}} \\ r=r_{\text{тр}}}} \quad (10)$$

где $i = 0$ при $r = r_{\text{вн}}$; $i = 1$ при $r = r_{\text{тр}}$; $\rho_0 = \rho_{\text{с}}$; $\rho_2 = \rho_{\text{с}}$; $\rho_1 = \rho_{\text{тр}} = \frac{1}{\sigma_{rr}(r_{\text{тр}})}$.

Подставляя выражения (6) и (7) в формулы (8)–(10) получим

$$A_1(m) = -B_2(m) \cdot m \cdot r_{\text{тр}} \cdot \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_{\text{с}}} \cdot F_2, \quad (11)$$

$$B_1(m) = B_2(m) \left(F_2 + m \cdot r_{\text{вн}} \cdot \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_{\text{с}}} F_1 \right), \quad (12)$$

где

$$F_1 = k_1(m \cdot r_{\text{тр}}) + \frac{k_0(m \cdot r_{\text{с}})}{I_0(m \cdot r_{\text{с}})} \cdot I_1(m \cdot r_{\text{тр}});$$

$$F_2 = k_0(m \cdot r_{\text{тр}}) - \frac{k_0(m \cdot r_{\text{с}})}{I_0(m \cdot r_{\text{с}})} \cdot I_0(m \cdot r_{\text{тр}}) + m(r_{\text{тр}} - r_{\text{вн}}) \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_{\text{с}}} \cdot F_1.$$

Для точечного источника постоянного тока, расположенного в начале координат, потенциал поля при $r < r_{\text{вн}}$ имеет вид

$$U_0 = \frac{\rho_{\text{с}}}{R} + \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} A_0(m) I_0(mr) \cdot \cos m z dm, \quad (13)$$

где $R^2 = r^2 + z^2$.

Подставляя выражение (13) в формулы (9) и (10) с учетом (11) и (12), получим

$$A_0(m) = \rho_{\text{с}} \frac{F_1 k_1(m \cdot r_{\text{вн}}) - F_2 \frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{вн}}} k_0(m \cdot r_{\text{вн}})}{F_1 I_1(m \cdot r_{\text{вн}}) + F_2 \frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{вн}}} \cdot I_0(m \cdot r_{\text{вн}})}. \quad (14)$$

Зная потенциал точечного источника, легко получить выражения для показаний идеальных потенциал- и градиент-зондов, находящихся на оси контрольной скважины:

$$\frac{\rho_{\kappa}^{\Gamma 3}}{\rho_{\kappa}} = 1 + \frac{2}{\pi} \bar{L}^2 \int_0^{\infty} A(m) m \cdot \sin m \bar{L} dm, \quad (15)$$

$$\frac{\rho_{\kappa}^{\Pi 3}}{\rho_{\kappa}} = 1 + \frac{2}{\pi} \bar{L} \int_0^{\infty} A(m) \cdot \cos m \bar{L} dm, \quad (16)$$

где $\rho_{\kappa}^{\Pi 3}$ – показания потенциал-зонда; $\rho_{\kappa}^{\Gamma 3}$ – показания градиент-зонда; L – длина зонда; $\bar{L} = \frac{L}{r_{\text{вн}}}$.

$$A(m) = \frac{\tilde{F}_1 k_1(m) - F_2 \bar{r}_{\text{тр}} k_0(m)}{\tilde{F}_1 I_1(m \cdot r_{\text{вн}}) + F_2 \bar{r}_{\text{тр}} \cdot I_0(m)},$$

$$\bar{r}_{\text{тр}} = \frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{вн}}}.$$

$\tilde{F}_1, \tilde{F}_2$ получают из F_1, F_2 соответственно заменой $r_{\text{тр}}$ на $\bar{r}_{\text{тр}}$, r_{κ} на $\bar{r}_{\kappa} = \frac{r_{\kappa}}{r_{\text{вн}}}$ и $r_{\text{вн}}$ на 1.

По формулам (15) и (16) могут быть рассчитаны показания зондов БКЗ против участков трубы заданного диаметра и толщины, а также плотности перфорации, которая определяет $\rho_{\text{тр}}$.

Влияние параметров контрольной скважины на показания зондов КС

Как видно из формул (15) и (16), величина относительных показаний зондов КС в контрольной скважине определяется следующими параметрами: $\bar{r}_{\text{тр}}$, $\bar{r}_{\kappa}$, $\rho_{\text{тр}}/\rho_{\kappa}$ и $\bar{L}$. Предложенная модель контрольной скважины представляет собой скважину, пересекающую пласт бесконечно малого сопротивления, в которую помещен тонкий цилиндрический слой высокого сопротивления. Следовательно, влияние параметров перфорированной трубы ($\bar{r}_{\text{тр}}$, $\rho_{\text{тр}}/\rho_{\kappa}$) должно соответствовать принципу U -эквивалентности и при сохранении величины

U -инварианта показания зондов КС должны оставаться неизменными. Для перфорированной трубы U -инвариант определяется по формуле

$$U = \int_{r_{\text{вн}}}^{r_{\text{тр}}} \left(\frac{1}{\rho_c \sigma_{rr}(r)} - 1 \right) \frac{r dr}{r} = \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_c} \left(1 - \frac{r_{\text{вн}}}{r_{\text{тр}}} \right) - \ln \bar{r}_{\text{тр}}. \quad (17)$$

С целью проверки этого предположения рассчитаны кривые БКЗ для отношения $\rho_{\text{тр}}/\rho_c$, изменяющегося в пределах от 537 до 245, и $\bar{r}_{\text{тр}}$, изменяющегося от 1,10 до 1,25; $\bar{L}$, изменяющегося от 2 до 64, для фиксированного значения $\bar{r}_c = 1,5$. При этом U -инвариант был постоянным и равным 48,7 (табл. 1).

Таблица 1

Значения ρ_c/ρ_c в контрольной скважине при сохранении
 U -эквивалентности

$\rho_{\text{тр}}/\rho_c$	$\bar{r}_{\text{тр}}$	$\bar{L}$					
		2	4	8	16	32	64
		ρ_c/ρ_c					
537	1,10	5,426	14,450	25,840	20,650	3,298	0,021
245	1,25	5,426	14,450	25,840	20,650	3,298	0,021

Как видно из табл. 1, полученные кривые совпадают между собой с точностью, определяемой погрешностью расчета.

Влияние параметра $\bar{r}_c = \frac{r_c}{r_{\text{вн}}}$ можно оценить, рассматривая область $r_{\text{тр}} \leq r \leq r_c$ (рис. 1) как слой избыточно высокого сопротивления по сравнению с сопротивлением обсадной колонны. Это влияние характеризуется избыточным радиальным сопротивлением $\rho_c \ln \frac{r_c}{r_{\text{тр}}}$.

Из его сравнения с избыточным сопротивлением перфорированной трубы $\rho_{\text{тр}} \left(1 - \frac{r_{\text{вн}}}{r_{\text{тр}}} \right)$ видно, что влияние $\bar{r}_c$ может быть существенным только при условии: $\ln \frac{r_c}{r_{\text{тр}}} \geq \frac{\rho_{\text{тр}}}{\rho_c} \left(1 - \frac{r_{\text{вн}}}{r_{\text{тр}}} \right)$, то есть когда зазор между внешней стенкой трубы и обсадной колонны велик, а толщина трубы и ее сопротивление малы.

Влияние величины радиуса обсадной колонны на показания градиент-зондов показаны на рис. 2, где построена зависимость отношения показаний в скважине с $\bar{r}_c = 1,75; 1,25$ к показаниям в скважине с $\bar{r}_c = 1,5$ от $\rho_{тр}/\rho_c$ при различных значениях длин зондов. Из рис. 2 видно, что показания градиент-зондов возрастают при увеличении радиуса обсадной колонны и убывают при его уменьшении. Этот эффект ослабляется при увеличении отношения $\rho_{тр}/\rho_c$ и усиливается при увеличении длины зонда. Следует отметить, что хотя при малых $\rho_{тр}/\rho_c$ и больших $\bar{L}$ изменение показаний зондов при изменении $\bar{r}_c$ может достигнуть достаточно больших значений (30% и более), эти точки не представляют интереса, так как для них $\rho_k \ll \rho_c$. В случае, когда $\rho_k \geq \rho_c$, изменение $\bar{r}_c$ более чем на 15% приводит к изменению ρ_k не более чем на 10%.

Таким образом, влияние величины радиуса обсадной колонны на показания градиент-зондов менее существенно, чем влияние параметров непроводящей перфорированной трубы, которые характеризуются некоторым U -эквивалентом. Можно предположить, что влияние смещения оси непроводящей трубы относительно оси скважины на показания градиент-зондов будет иметь тот же порядок значений, что и влияние $\bar{r}_c$.

Анализ показывает также, что влияние параметра $\bar{r}_{тр}$ на показания градиент-зондов весьма значительно и его изменение менее чем на 5% может более чем вдвое изменить величину ρ_k . Это влияние усиливается при увеличении длины зонда и ослабляется при увеличении $\rho_{тр}/\rho_c$. В пределе, при стремлении $\rho_{тр}/\rho_c$ к бесконечности показания градиент-зондов перестают зависеть от $r_{тр}$ и зависят только от $\bar{L}$. Это связано с тем, что такой предельный случай соответствует непроводящей трубе, отверстия в которой отсутствуют и внешний радиус которой не влияет на показания электрических зондов внутри нее.

Таким образом, существует ряд факторов, учет которых при математическом моделировании процесса измерений зондами КС в искусственной контрольной скважине возможен лишь в некотором приближении. Поэтому расчет показаний зондов КС возможен с точностью порядка 20% и не пригоден для метрологической аттестации скважины. Данные расчета могут служить лишь для предварительного выбора параметров скважины и приближенной оценки показаний зондов.

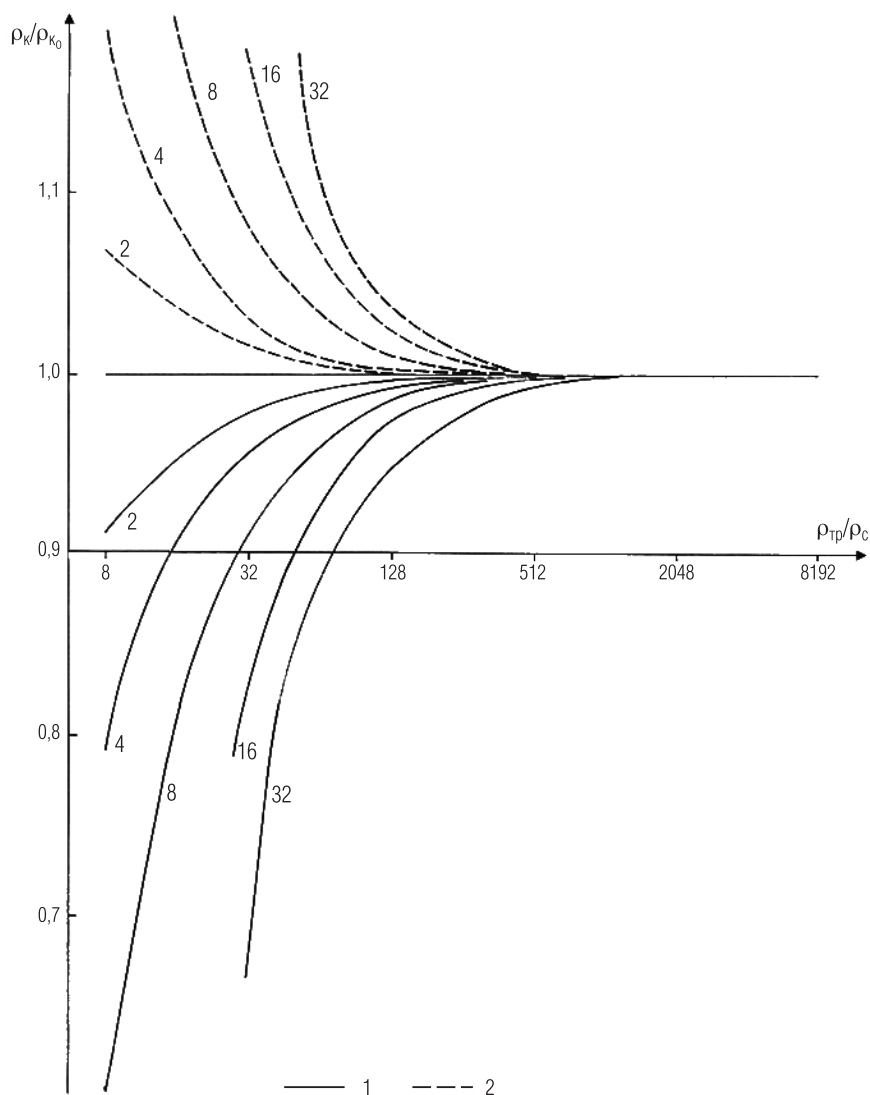


Рис. 2. Влияние радиуса обсадной колонны на показания градиент-зондов в контрольной скважине: $\bar{r}_{тр} = 1,15$; $\rho_{к0}$ – показания при $\bar{r}_c = 1,5$; 1 – $\bar{r}_c = 1,25$; 2 – $\bar{r}_c = 1,75$. Числа при кривых – параметр $\bar{L} = L/r_{вн}$

Выбор параметров контрольной скважины

Анализ влияния параметров искусственной контрольной скважины на показания зондов КС, приведенный выше, позволяет сформулировать ряд требований к конструкции контрольной скважины:

1. Внешний радиус непроводящей трубы $r_{\text{тр}}$ должен быть максимально близок к внутреннему радиусу обсадной колонны. Это уменьшает влияние положения непроводящей трубы в скважине и влияние внешнего граничного слоя на показания зондов КС.
2. Толщина непроводящей трубы должна составлять не менее 10 мм для того, чтобы при достаточно частом расположении отверстий обеспечить заметное влияние на показания зондов КС.
3. Расстояния между отверстиями по вертикали h не должны превышать 200 мм для обеспечения имитации однородной среды.
4. Количество отверстий, просверленных на одном уровне, не должно быть меньше 6 для обеспечения осевой симметрии среды.

На практике не всегда удается выбрать оптимальные параметры, что связано с ограниченным набором выпускаемых труб из непроводящих материалов.

Рассмотрим скважину со следующими параметрами:

- диаметр обсадной колонны $d_l = 200$ мм;
- внешний диаметр непроводящей трубы $d_{\text{тр}} = 176$ мм;
- внутренний диаметр непроводящей трубы $d_{\text{вн}} = 150$ мм.

Необходимо выбрать диаметры и взаимное расположение отверстий на трубе таким образом, чтобы для каждого зонда КС получить по крайней мере три участка, соответствующих границам диапазона измерений этого зонда и середине этого диапазона. Измерения при отсутствии непроводящей трубы обеспечивают нулевые показания зондов, измерения против перфорированного участка трубы – максимальные показания. Для получения промежуточных точек используются участки трубы с различной плотностью перфорации. Их параметры и оценки величин относительных показаний зондов приведены в табл. 2.

Выбор плотности перфорации трубы на различных участках осуществляется следующим образом.

1. Если скважина заполнена промысловой жидкостью с сопротивлением ρ_c , соответствующим максимальному значению этой величины в данном регионе, то показания зондов против перфорированного участка непроводящей трубы будут превосходить максимальные

величины показаний тех же зондов, полученные при исследовании разреза, так как внутренний диаметр непроводящей трубы $d_{\text{вн}}$, как правило, меньше номинального диаметра скважины. При этом показания длинных зондов БКЗ могут оказаться за пределами рабочего диапазона аппаратуры. Количество таких зондов можно уменьшить, выбрав диаметр непроводящей трубы $d_{\text{вн}}$ совпадающим с номинальным диаметром скважин, бурящихся в данном регионе.

2. Для того чтобы получить максимальные показания длинных зондов БКЗ, выбирается участок с минимальной плотностью перфорации: $h = 200$ мм, $n = 6$, $d_o = 2$ мм (минимальный диаметр отверстий обусловлен технологическими требованиями).
3. Участки для получения промежуточных показаний зондов подбираются путем выбора параметра U и последующего подбора величин h , n , d_o из соотношений (2), (15)–(17):

$$U = \frac{8h}{nd_o^2} (r_{\text{тр}} - r_{\text{вн}}) - \ln \frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{вн}}}. \quad (18)$$

После этого величина U уточняется и вновь рассчитываются показания зондов для округленных значений h и d_o . Следует отметить, что с изменением U показания зондов различной длины изменяются неравномерно, поэтому необходимо выбрать несколько участков для получения промежуточных величин показаний различных зондов.

Несмотря на то что выбор параметров контрольной скважины осуществлен только для градиент-зондов, она пригодна и для остальных зондов ЭК (за исключением микрозондов), так как их глубинность не превышает глубинности самого длинного градиент-зонда ($L = 8,5$ м) и больше глубинности короткого зонда ($L = 0,45$ м). Так, например, проведение измерений в контрольной скважине вполне позволяет оценить характеристики потенциал-зонда.

Для контрольной скважины с фиксированными параметрами расчетные значения показаний зондов удобнее всего представить в форме таблиц (табл. 2). Однако из-за отсутствия выпуска труб из непроводящих материалов, предназначенных для строительства контрольных скважин, на практике приходится использовать трубы различного диаметра и толщины. Поэтому для определения плотности перфорации на различных участках трубы и уточнения показаний зондов КС напротив этих участков разработан комплект теоретических зависимостей, состоящий из трех палеток БКЗ и таблицы относительных показаний потенциал-зонда в контрольной скважине (табл. 3).

Относительные показания зондов КС в контрольной скважине

Таблица 2

n	h, мм	d ₀ , мм	Зонд А0,4М0,1N		Зонд А1М0,1N		Зонд А2М0,5N		Зонд А4М0,5N		Зонд А8М1N		Зонд А0,5М6,5N	
			$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$	$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$	$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$	$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$	$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$	$(d^k/d^c)_{\min}$	$(d^k/d^c)_{\max}$
0	—	—	72,0	72,0	392	392	1800	1800	6422	6422	25 689	25 689	1244	1244
6	200	2	54,9	54,0	200	208	461	461	422	491	150	111	229	214
6	200	3	48,4	46,8	143	155	247	247	109	151	14,1	7,33	139	123
6	200	5	38,4	35,1	90,1	90,1	76,8	76,8	7,12	16,5	0,17	0,03	67,8	53,8
6	100	5	32,4	26,3	60,4	60,4	32,6	32,6	3,27	3,27	0	0	44,1	27,6
12	50	5	24,2	9,88	30,4	30,4	7,46	7,46	0,2	0,2	0	0	23,3	4,69

Таблица 3
Расчетные значения относительных кажущихся сопротивлений для потенциал-зонда
АО,5М6,0N в искусственной контрольной скважине

d_c/d_{BH}	d_{BH}, M	Значения U										
		4	8	16	32	64	128	256	512	1024	2048	4096
1,2	0,14	0,21	1,04	3,76	10,7	25,0	50,8	92,9	157,3	249,9	372,3	518,3
	0,16	0,34	1,40	4,49	11,7	25,6	49,6	87,9	145,1	224,9	326,5	442,6
	0,18	0,48	1,74	5,09	12,3	25,7	48,1	83,0	134,0	203,3	288,3	381,9
	0,20	0,63	2,06	5,56	12,7	25,5	46,4	78,3	124,1	184,5	256,2	332,7
1,6	0,14	0,25	1,11	3,88	10,8	25,1	50,9	92,9	157,4	249,9	372,3	518,3
	0,16	0,39	1,49	4,62	11,8	25,7	49,7	87,9	145,1	224,9	326,5	442,6
	0,18	0,55	1,85	5,22	12,4	25,8	48,2	83,0	134,1	203,3	288,3	381,9
	0,20	0,71	2,17	5,69	12,8	25,6	46,5	78,4	124,1	184,5	256,2	332,7
2,0	0,14	0,29	1,18	3,97	10,9	25,2	50,9	93,0	157,4	250,0	372,4	518,3
	0,16	0,45	1,57	4,72	11,9	25,8	49,8	88,0	145,2	224,9	326,5	442,6
	0,18	0,61	1,94	5,32	12,5	25,9	48,3	83,1	134,1	203,3	288,3	381,9
	0,20	0,79	2,27	5,79	12,9	25,7	46,6	78,4	124,2	184,5	256,2	332,7

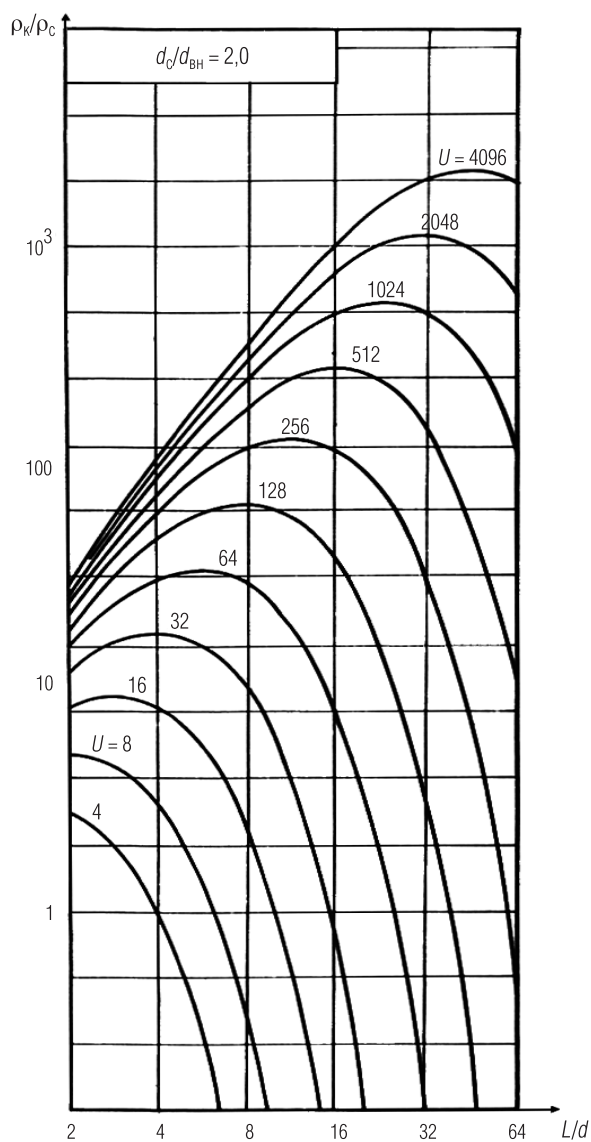


Рис. 3. Зависимости относительных показаний идеальных градиент-зондов ρ_K/ρ_c от их относительных длин (L/d) при различных значениях U

Палетки БКЗ (рис. 3) представляют собой зависимости относительных показаний идеальных градиент-зондов от их относительных длин при различных значениях U . Палетки построены в том же масштабе, что и обычные палетки БКЗ, что позволяет использовать при работе с ними стандартный интерпретационный бланк. Таблица относительных значений показаний потенциал-зонда включает теоретические значения ρ_k/ρ_c , рассчитанные для $d_c/d_{\text{вн}} = 1,2; 1,6; 2,0$ и $d_{\text{вн}} = 0,14; 0,16; 0,18$ и $0,2$ м при различных значениях U , соответствующих шифрам кривых на палетках БКЗ (рис. 3).

При известных параметрах контрольной скважины относительные показания потенциал-зонда могут быть получены путем интерполяции табличных значений и нанесены на палетку БКЗ в виде изорезисты. Комплект может быть легко пополнен таблицей для любого зонда ЭК (исключая микрозонды).

Следует отметить, что предложенные зависимости можно использовать для уточнения степени влияния граничного слоя путем сравнения значения U , определенного при интерпретации, с расчетным.

На основе предложенного математического аппарата были рассчитаны параметры имитационных колонн ЭК контрольных скважин, построенных в ряде геофизических предприятий (Актюбинская ЭГИС, Уральская ЭГИС, Поморская ГЭ, Сургутская ГЭ, Центр сертификации ОАО НПП "ГЕРС" и др.), причем в качестве изолирующего материала колонны использован как полиэтилен низкого давления марки ПНД, так и стеклопластик. Эксплуатация этих контрольных скважин показала их высокую эффективность как при контроле работоспособности скважинной аппаратуры, так и при учебной подготовке операторов. В настоящее время рассматривается вопрос строительства такой скважины и при одном из ведущих вузов, осуществляющих подготовку геофизиков-каротажников.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л. М. К моделированию задач электроразведки и электрического каротажа // Разведочная геофизика. Т. XXXVI. 1959.
2. А. с. 827764 СССР, МКИ E21B47/00. Устройство для контроля скважинной аппаратуры.
3. А. с. 1239283 СССР, МКИ E21B47/00. Устройство для контроля воспроизводимости показаний скважинной аппаратуры.
4. Блюменцев А. М., Калистратов Г. А. и др. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. С. 54–65.

5. Дембицкий С. И. Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах. М.: Недра, 1991.
6. Дембицкий С. И. Типовые конструкции контрольно-поверочных скважин // Повышение качества геофизических измерений. Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1981.
7. Калистратов Г. А., Козыряцкий Н. Г. Унифицированная конструкция контрольной скважины с имитаторами электрических, акустических и радиоактивных свойств пластов горных пород // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 10. С. 69–76.

УДК 550.832.57

В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АППАРАТУРЫ В ОТДЕЛЕ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА ООО "НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА"

Рассмотрены вопросы математического моделирования при разработке зондовых установок и интерпретационного обеспечения радиоактивного каротажа. Показана эффективность этих разработок.

Ключевые слова: радиоактивный каротаж, аппаратура, интерпретация, математическое моделирование.

Задача сопровождения математическим моделированием всего цикла "жизни" аппаратуры радиоактивного каротажа (РК) от создания зондовых установок до интерпретации данных исследования скважин позволяет выделить две области использования результатов решения прямых задач РК:

- разработка зондовых установок, включая их метрологическое, методическое и интерпретационное обеспечение;
- интерпретация результатов каротажа, в том числе и опробование методик обработки.

Требования, предъявляемые к результатам моделирования в этих областях их использования, на наш взгляд, в настоящее время не могут быть удовлетворены в рамках единого аппарата.

При моделировании РК с целью решения вопросов создания измерительных зондовых установок, метрологического и интерпретационного обеспечения аппаратуры требуется правильное отражение влияния произвольных геолого-технических условий измерений на показания аппаратуры при меняющихся параметрах измерительной установки. В качестве метода математического моделирования при решении задач данного класса в отделе радиоактивного каротажа ООО “Нефтегазгеофизика” давно был выбран и интенсивно используется и в настоящее время метод Монте-Карло.

При решении обратных задач особо высокие требования предъявляются ко времени получения результата, а правильное отражение влияния геолого-технических условий измерений, по существу, требуется лишь для серийной аппаратуры. Поэтому “быстрое” моделирование, которое необходимо при обработке и интерпретации материалов радиоактивного каротажа, может опираться на банк данных, полученных в рамках создания интерпретационного обеспечения аппаратуры. Именно такой подход используется в программах первичной обработки и интерпретации данных РК.

Объединяющими элементами обоих направлений служат модели горной породы и геолого-технических условий проведения измерений, являющихся составными частями математической модели РК, которая кроме того включает:

- модель измерительной установки;
- модель переноса излучений и методы решения прямой задачи.

Традиционно для описания горных пород используется объемная модель, в которой предполагается, что горная порода представлена набором минералов и флюидов с известными объемными содержаниями. Такая модель является классической для радиоактивных методов каротажа. Структура породы для условий нефтегазовых скважин практически не влияет на показания РК и, при необходимости, ее исследование может быть проведено путем перевода структуры породы в описание структуры пласта. Геолого-техническая модель условий проведения измерений сводится к геометрическому описанию пластов, скважины и зоны проникновения, параметров промывочной жидкости, ее фильтра, глинистой корки, давления и температуры в скважине и пластах. Такая модель породы и условий измерений в большинстве случаев позволяет адекватно описать реальные геолого-технические

условия проведения РК как в задачах разработки зондовых установок, так и в задачах интерпретации результатов каротажа.

Два последних элемента модели РК, необходимые при моделировании показаний зондовых установок, определяют степень соответствия результатов моделирования результатам измерений реальной скважинной аппаратурой в условиях, определенных моделью породы и моделью геолого-технических условий каротажа. Строгое обоснование этой части модели РК может быть получено только сопоставлением с результатами натурного моделирования.

Модель переноса излучения определяется алгоритмическим и константным обеспечением симулирования процессов взаимодействия излучения с веществом. Требуемые детальность и полнота процессов взаимодействия излучения с веществом в основном определяются задачей исследования, но зависят и от принятой модели скважинного прибора. Оценка достоверности константного обеспечения является самостоятельной задачей и может рассматриваться в отрыве от конкретной задачи моделирования РК. На практике контроль используемого константного обеспечения является постоянной задачей математического моделирования методом Монте-Карло. Выбор алгоритмического аппарата модели переноса излучения тесно связан с программной и алгоритмической организацией вычислительного процесса, которая определяется характером решаемой задачи, методами расчета оцениваемых величин, способами снижения погрешности.

Модель скважинного прибора существенно зависит от решаемой задачи (исследование влияния конструкции прибора либо геолого-технических условий измерений на показания аппаратуры) и может рассматриваться только совместно с ней. При выполнении математического эксперимента именно модель скважинного прибора, в конечном счете, определяет соответствие между расчетными и измеренными величинами.

Все перечисленные особенности и вопросы моделирования методом Монте-Карло задач РК приходилось и приходится решать как при использовании пакета программ DOS метода Монте-Карло, так и эксплуатируемого в настоящее время пакета программ MCNP5.

Рассмотрим один из примеров использования математического моделирования, который был связан с разработкой методического, метрологического и интерпретационного обеспечения аппаратуры

спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК). Оценка массовых содержаний элементов горной породы по результатам СНГК выполняется путем разложения измеренного спектра на спектры отдельных элементов с выделением излучения скважины и прибора. Для проведения указанной процедуры необходимо создать набор эталонных спектров элементов для аппаратуры СНГК-89, минимальный список которых включает кальций, кремний, железо, титан, серу, хлор, водород, натрий и гадолиний. Натурные модели большинства из указанных элементов отсутствуют, а создание таких моделей требует немалых затрат. Кроме того, регистрируемый при натурном моделировании спектр включает излучение всех компонент модели (пласта, скважины, прибора), и выделение излучения пласта привносит дополнительные погрешности в получаемый эталонный спектр. Задача была решена математическим моделированием с использованием пакета программ MCNP5.

Использованная в этой работе модель переноса нейтронов учитывала упругое и неупругое рассеяние, а также радиационный захват нейтронов. Для моделирования рассеяния медленных нейтронов на атомах водорода использовалась $s(\alpha, \beta)$ -обработка, позволяющая учитывать эффекты химической связи в молекуле воды и тепловое движение атомов. Модель переноса гамма-излучения учитывала фотоэлектрическое поглощение с последующим розыгрышем флуоресцентных гамма-квантов, комптоновское рассеяние гамма-квантов, а также образование пар электрон–позитрон. Перенос электронов не моделировался, но гамма-излучение, индуцированное электронами, учитывалось по модели тормозного излучения в толстой мишени. На рис. 1 представлены спектры некоторых элементов, полученных математическим моделированием [5]. Качество эталонных спектров элементов тестировалось как путем разложения измеренных спектров с известным содержанием компонент на элементарные спектры элементов, так и путем сопоставления смоделированных показаний аппаратуры с измеренными спектрами в существующих моделях. Пример сопоставления приведен на рис. 2. Настройка модели зонда прибора СНГК-89, выбор библиотек и контроль качества используемого константного обеспечения в этой работе заняли значительное время. Кроме создания библиотеки эталонных спектров, математическое моделирование СНГК позволило исследовать влияние условий измерений и на этой основе разработать методику и создать интер-

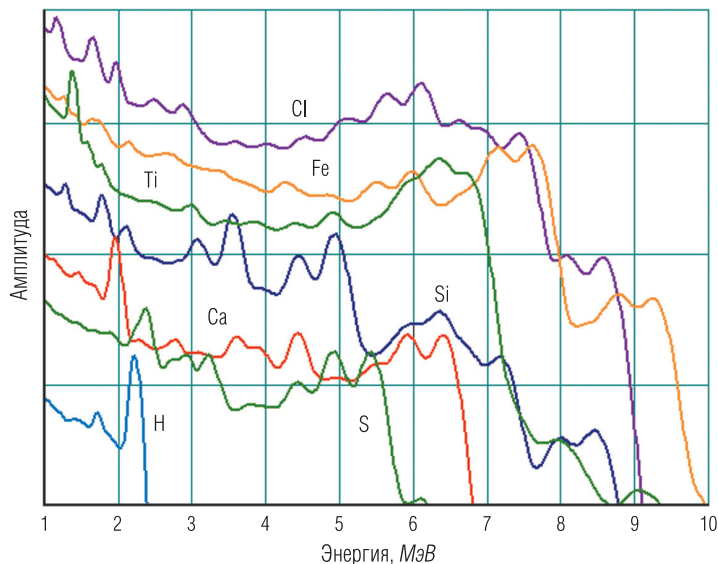


Рис. 1. Расчетные спектры элементов аппаратуры СНГК-89

претационное обеспечение обработки данных каротажа аппаратурой СНГК-89.

Еще одним примером использования аппарата математического моделирования стало исследование влияния галита на показания стационарных нейтронных методов каротажа. Задача возникла в связи с изучением коллекторов в условиях Восточной Сибири. Полученные ранее зависимости и поправочные коэффициенты для нейтронных методов касались только минерализации пластовых вод и промысловой жидкости [4, 6]. При этом влияние минерального состава породы, в том числе и галита, на результат определения пористости по нейтронному каротажу предполагалось линейным относительно объемного содержания всех минеральных компонент.

Математическое моделирование проводилось с использованием пакета программ MCNP5. Моделировались показания аппаратуры СРК-76, оснащенной зондами компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-Т), компенсированного нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам (2ННК-НТ) и нейтронного гамма-каротажа (НГК-60).

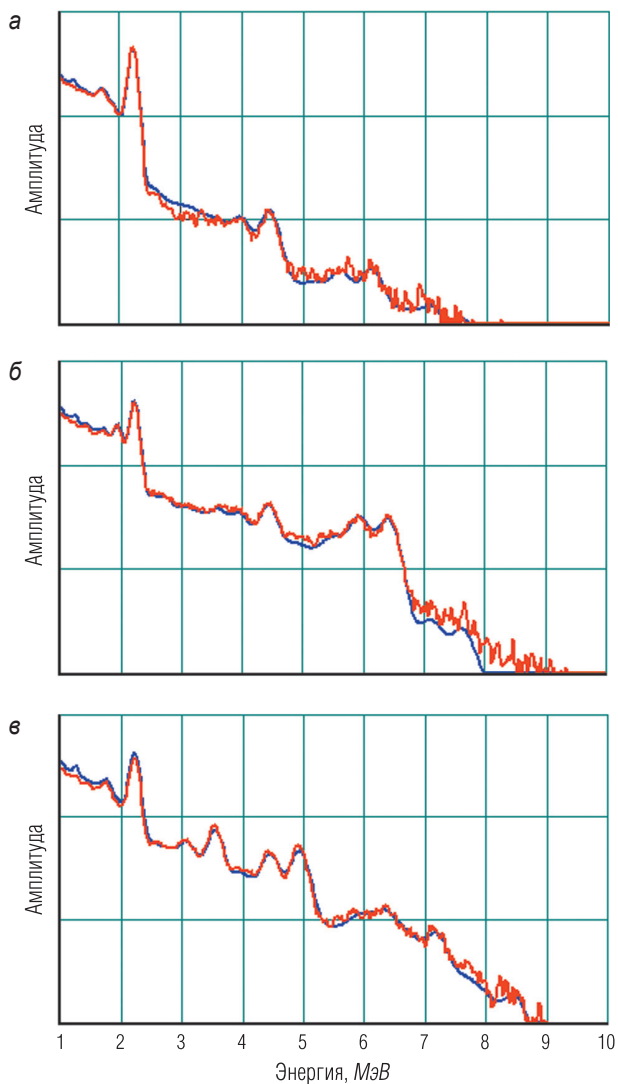


Рис. 2. Сопоставление измеренных и расчетных спектров:

а – бак с водой; б – водонасыщенный кальцит пористостью 0,8%, $D_c = 216$ мм; в – водонасыщенный кварцит пористостью 16,5%, $D_c = 216$ мм. Синий цвет – спектр математического моделирования, красный цвет – измеренный спектр

Настройка и контроль математической модели были выполнены по результатам измерений на натуральных моделях пластов в метрологическом центре г. Раменское.

Результаты моделирования *показаний аппаратуры СРК-76 с зондом 2ННК-Т* существенно скорректировали наши представления о характере влияния осолонения горной породы на результат измерения [3], а именно:

- минерализация промывочной жидкости (после введения поправки за технические условия измерений в скважине) не оказывает заметного влияния на величину поправки $\Delta k_{\Pi} = k_{\Pi}(\text{НК}) - k_{\Pi}$ за содержания галита в породе, где k_{Π} – водонасыщенная пористость породы; $k_{\Pi}(\text{НК})$ – измеренная пористость по нейтронному каротажу;
- поправка за влияние галита при постоянной водонасыщенной пористости породы не является линейной относительно его (галита) объемного содержания (рис. 3 и 4);
- величина поправки за содержание галита в породе зависит от минерализации пластового флюида, увеличение которой от 0 до 250 г/л NaCl приводит более чем к двукратному уменьшению поправки (рис. 3 и 4);
- существенное влияние на величину поправки оказывает литология пласта. Разница в величине поправки за осолонение породы галитом, обусловленная литологией, наиболее заметна при нулевой минерализации пластового флюида и уменьшается с ростом минерализации пласта (рис. 5–6).

Моделирование *показаний зонда 2ННК-НТ аппаратуры СРК-76* позволило лишь уточнить величину самого влияния, подтвердив ранее известный характер влияния [6]:

- эффект влияния засолонения породы галитом на показания зонда 2ННК-НТ в основном обусловлен разницей минералогической плотности песчаника (2,65 г/см³), известняка (2,71 г/см³), доломита (2,86 г/см³), с одной стороны, и галита (2,15 г/см³), с другой. По этой причине величина поправки за влияние осолонения породы минимальна для песчаника и максимальна для доломита (рис. 7);
- изменение минерализации пласта не вносит существенных изменений в характер и величину поправки за присутствие галита в породе (рис. 8–9), величина которой (поправки) уменьшается с ростом минерализации пластового флюида;

- зависимость величины поправки от объемного содержания галита в породе практически линейна при условии постоянства водонасыщенной пористости (рис. 8–9).

Моделирование показаний зонда НГК-60 аппаратуры СРК-76 также позволило лишь уточнить характер и величину влияния осолонения породы галитом на результат измерений [6], а именно:

- наличие галита в породе приводит к завышению пористости, определяемой по показаниям НГК-60, в областях низких и средних значений водонасыщенной пористости. Величина завышения пористости не превышает 2% абс. в широком диапазоне содержания галита в породе (рис. 10);
- увеличение водонасыщенной пористости, равно как и содержания галита, приводит к изменению знака влияния (рис. 10). Величина занижения пористости может превышать 10% абс.;
- изменение знака влияния галита на показания зонда НГК-60 аппаратуры СРК-76 зависит от содержания галита в породе, смещаясь в сторону меньших значений водонасыщенной пористости с увеличением его содержания (рис. 10).

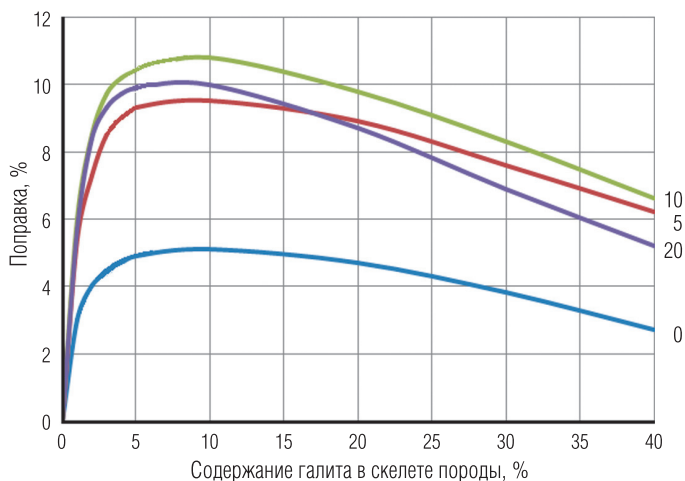


Рис. 3. Поправка Δk_n (2ННК-Т) за влияние осолонения пласта доломита галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т): $D_c = 216$ мм, $C_{пл} = 0$ г/л NaCl. Шифр кривых – водонасыщенная пористость

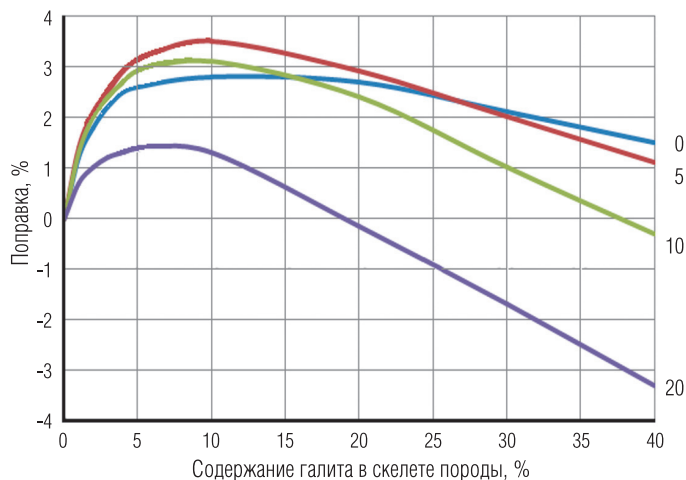


Рис. 4. Поправка $\Delta k_n(2ННК-Т)$ за влияние осолонения пласта доломита галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т): $D_c = 216$ мм, $C_{пл} = 250$ г/л NaCl. Шифр кривых – водонасыщенная пористость

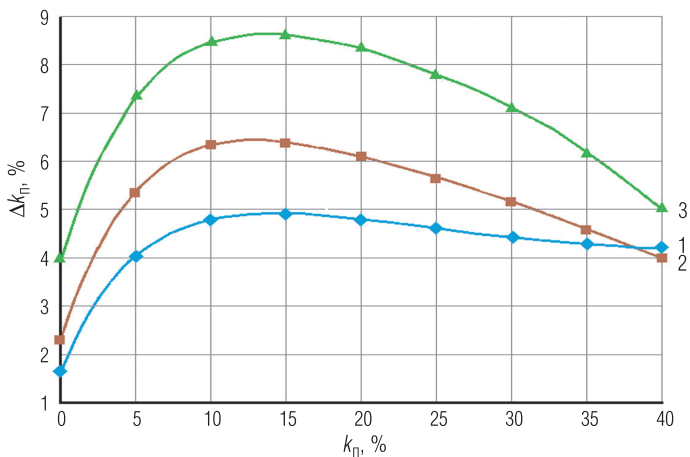


Рис. 5. Поправка $\Delta k_n(2ННК-Т)$ за влияние осолонения пласта известняка (1), песчаника (2) и доломита (3) галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т): $D_c = 216$ мм, содержание галита в скелете породы $(V_{NaCl}/V_{ск}) \times 100 = 2\%$, $C_{пл} = 0$ г/л NaCl

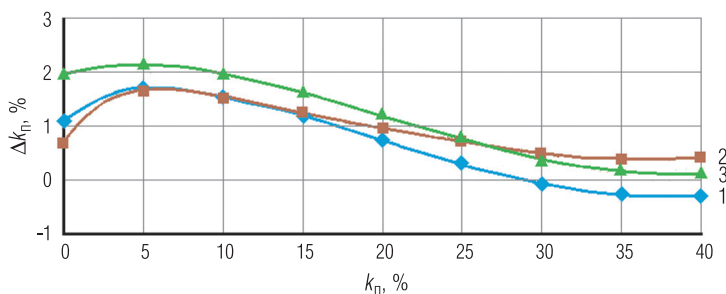


Рис. 6. Поправка $\Delta k_{\text{п}}$ (2ННК-Т) за влияние осолонения пласта известняка (1), песчаника (2) и доломита (3) галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т): $D_{\text{с}} = 216$ мм, содержание галита в скелете породы $(V_{\text{NaCl}}/V_{\text{ск}}) \times 100 = 2\%$, $C_{\text{пл}} = 250$ г/л NaCl

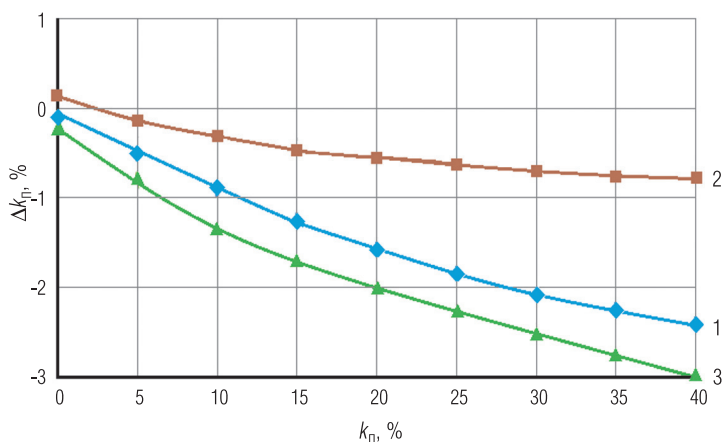


Рис. 7. Поправка $\Delta k_{\text{п}}$ (2ННК-НТ) за влияние осолонения пласта известняка (1), песчаника (2) и доломита (3) галитом (аппаратура СРК-76): $D_{\text{с}} = 216$ мм, содержание галита в скелете породы $(V_{\text{NaCl}}/V_{\text{ск}}) \times 100 = 10\%$, $C_{\text{пл}} = 250$ г/л NaCl

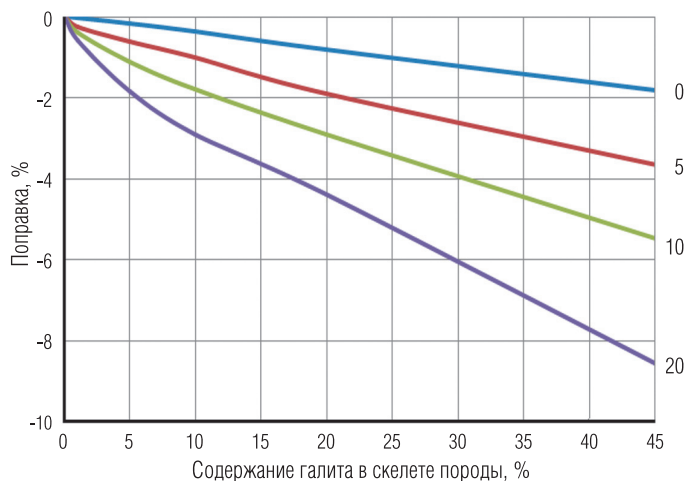


Рис. 8. Поправка $\Delta k_n(2HНК-НТ)$ за влияние осолонения пласта доломита галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2HНК-НТ): $D_c = 216$ мм, $C_{пл} = 0$ г/л NaCl. Шифр кривых – водонасыщенная пористость

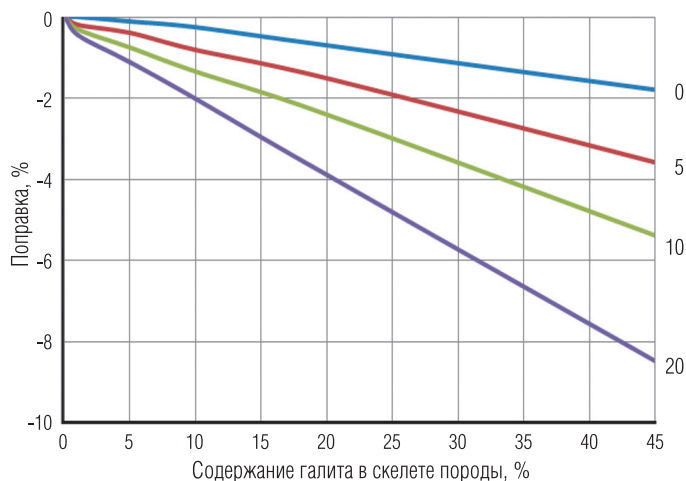


Рис. 9. Поправка $\Delta k_n(2HНК-НТ)$ за влияние осолонения пласта доломита галитом (аппаратура СРК-76, зонд 2HНК-НТ): $D_c = 216$ мм, $C_{пл} = 250$ г/л NaCl. Шифр кривых – водонасыщенная пористость

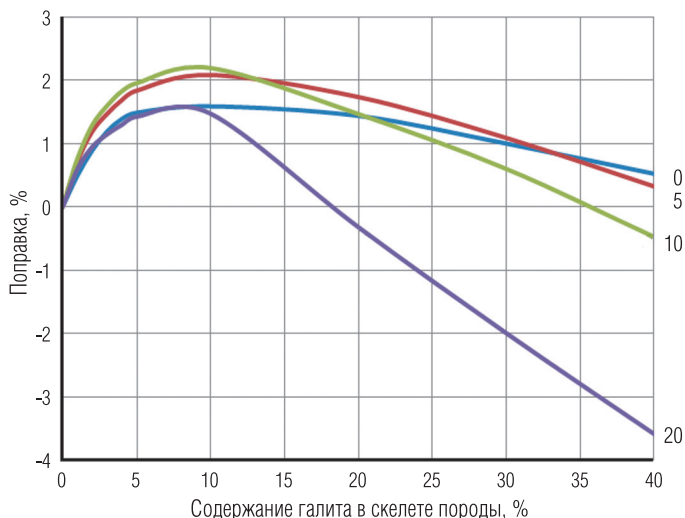


Рис. 10. Поправка Δk_n (НГК) за влияние осолонения пласта известняка галитом (аппаратура СРК-76, зонд НГК-60): $D_c = 216$ мм, $C_{пл} = 250$ г/л NaCl. Шифр кривых – водонасыщенная пористость

Очевидно, что проведенные исследования влияния осолонения пластов галитом на результаты измерений пористости аппаратурой нейтронного каротажа выполнить на натуральных моделях в приемлемые сроки просто невозможно. Математическое моделирование при решении данной задачи фактически выступило единственным способом получения необходимых данных.

Выводы

1. Математическое моделирование является неотъемлемой частью практически всех разработок, выполняемых в отделе радиоактивного каротажа ООО “Нефтегазгеофизика”.
2. С использованием результатов математического моделирования за последние годы в отделе радиоактивного каротажа ООО “Нефтегазгеофизика” было выполнено следующее:
 - разработано интерпретационное обеспечение аппаратуры нейтронного каротажа СРК-43, СРК-76, АПРК-2, АПРК-5 [4];

- разработано методическое и интерпретационное обеспечение автономной аппаратуры плотностного гамма-гамма-каротажа АПРК-ГГК-102, АПРК-ГГК-90 [1];
 - осуществлена разработка зонда, метрологического и интерпретационного обеспечения аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа СНГК-89 [2, 5];
 - исследовано влияние осолонения породы галитом на показания аппаратуры стационарного нейтронного каротажа (НГК, ННК-Т, ННК-НТ) в условиях высокой минерализации пластовых вод и промывочной жидкости [3], а также решен ряд других задач.
3. С использованием базы расчетных данных создано программное обеспечение первичной обработки радиоактивных методов исследования скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велижанин В. А., Волнухина А. А., Емельянов А. В. Математическое моделирование при разработке и обосновании интерпретационного обеспечения автономной аппаратуры плотностного гамма-гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 5 (170). С. 79–85.
2. Велижанин В. А., Бубеев А. А., Лобода Н. Г. Способ и алгоритм обработки данных спектрометрического нейтронного гамма-каротажа, выполненного аппаратурой СНГК-89 // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 8 (206). С. 55–71.
3. Велижанин В. А., Бубеев А. А., Лобода Н. Г., Мызников Ю. Г. Влияние галита на результаты определения пористости по данным нейтронного каротажа аппаратурой СРК-76 // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2012. Вып. 5 (215). С. 83–95.
4. Велижанин В. А., Климок В. В., Лобода Н. Г., Точиленко Г. К. и др. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-76 и обработке результатов измерений. МИ 41-17-1400-04. Тверь: ООО “Нефтегазгеофизика”, 2004. 54 с.
5. Лобода Н. Г., Велижанин В. А., Бубеев А. А. Математическое моделирование спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 7 (196). С. 50–69.
6. Хаматдинов Р. Т., Еникеева Ф. Х., Велижанин В. А. и др. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1989. 81 с.

УДК 550.834.015.2

Н. А. Смирнов

ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СДВИГОВОЙ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ ГОРНЫХ ПОРОД ОТНОСИТЕЛЬНО УПРУГИХ СВОЙСТВ В СКВАЖИНАХ

Экспериментально, путем проведения измерений дипольными электроакустическими преобразователями в модели азимутально-анизотропной среды, показан эффект расщепления поляризованной поперечной волны по двум направлениям: быстрому и медленному. В контролируемых условиях лабораторной модели изучена динамика и спектральный состав поляризованных поперечных волн. Проведено тестирование программы обработки данных аппаратуры АВАК. Доказана достоверность определений параметров упругой анизотропии горных пород как в модели, так и в реальной скважине.

Ключевые слова: физическое моделирование, дипольные измерения, упругая анизотропия, волновой акустический каротаж.

Введение

В последние годы в практике геофизических работ в нефтяных скважинах применяется технологический комплекс АВАК (аппаратура волнового акустического каротажа). Автору настоящей статьи, которым выполнена данная разработка, часто приходится отвечать на вопросы об отличительных особенностях технологии данного метода, связанных с проведением кроссдипольных измерений и расчетом параметров упругой анизотропии горных пород. Следует отметить, что принципиально технология АВАК аналогична широко используемой зарубежными фирмами каротажной технологии определения акустической анизотропии горных пород и подробно описана в многочисленных работах зарубежных исследователей [3, 6, 8, 10]. Отличие состоит в способе измерения интервальных времен поперечных волн. В иностранных технологиях измерение производится путем определения интервального времени пакета колебаний, регистрируемых дипольными зондами, в низкочастотном пределе путем построения дисперсионной зависимости интервального времени от частоты. В технологии АВАК реализуется прямое измерение интервального времени поперечной волны, регистрируемой в первых вступлениях волновых картин дипольных зондов [7, 9]. Используемый в АВАК способ измерения реализуется за счет применения более коротких в

сравнении с другими технологиями зондов (менее 2 м). Поскольку колебания поперечной волны уверенно регистрируются в первых вступлениях волновых картин дипольных зондов, отпадает необходимость в применении приемных антенн, предполагающих большой объем регистрируемых данных и сложные алгоритмы их обработки на основе накопления когерентных колебаний. В АВАК применены трехэлементные зонды и алгоритмы фазовой корреляции волн, что, вероятно, и явилось предпосылкой к массовому использованию данной технологии в России. Вместе с тем этот способ измерения позволяет произвести оценку сдвиговой азимутальной анизотропии, основанной на явлении расщепления поляризованной поперечной волны [5]. Именно параметры азимутальной анизотропии, наряду с традиционными модулями упругости, необходимы для оценки упругих свойств коллекторов нефти и газа. Ниже приводятся результаты экспериментов по изучению эффектов, связанных с азимутальной анизотропией, оценкой достоверности определения коэффициента и пространственного положения плоскостей анизотропии.

Поляризованная поперечная волна в азимутально-анизотропной среде

Поляризованная поперечная волна в анизотропной среде вызывает сложное акустическое поле [4, 7, 13]. В скважине, пересекающей слоистую среду, поляризованные поперечные колебания в пределах изотропного участка распространяются с характерными скоростью и частотным спектром. Когда таких участков больше одного, то есть среда азимутально-анизотропна, поперечная волна распадается на независимые волны, распространяющиеся с собственными скоростными и частотными характеристиками. Это явление называется расщеплением поперечной волны (shear-wave splitting) [5]. Использованию этого явления для изучения свойств горных пород посвящено много работ. В акустическом каротаже оно используется с целью определения азимутальной анизотропии, вызванной слоистостью пород, механическими напряжениями, текстурой трещин и т. п. [8]. Обычно рассматриваются только два взаимно перпендикулярных направления распространения поперечной волны, условно называемых “быстрое” и “медленное” [13]. Для определения пространственного положения этих направлений используется система наблюдений (зонд), содержащая два перпендикулярно расположенных дипольных излучателя X

и Y и два набора дипольных приемников с взаимно ортогональными осями поляризации X и Y [6]. Оси поляризации одноименных излучателей и приемников находятся в одной плоскости, следовательно, в полном опросе дипольного зонда производятся два соосных измерения XX и YY и два перпендикулярных XU и YX . Первая буква обозначает положение оси излучателя, вторая – приемника. Система из четырех волновых картин позволяет синтезировать волновые картины поперечных колебаний, которые могли бы распространяться по быстрому и медленному направлениям и соответственно определить азимуты быстрой и медленной волн относительно плоскостей поляризации диполей [3, 6]. Ввиду ортогональности направлений достаточно определить только одно из них, обычно берется направление быстрой волны. Для пространственного положения этих направлений необходимо иметь измерения положения плоскостей поляризации дипольных преобразователей в скважине (в АВАК это достигается системой акселерометров).

Экспериментальное изучение поведения поляризованной поперечной волны в модели анизотропной среды

Модель анизотропной среды выполнена из стального корпуса $120 \times 120 \times 600$ мм с вмонтированной в него латунной пластиной $120 \times 20 \times 600$ мм. Пластина расположена в середине корпуса, разделяя его на две равные части. В центре модели просверлено отверстие диаметром 25 мм, в которое с одного конца вставлен дипольный излучатель, а с другого погружается дипольный приемник. Оба преобразователя центрированы в отверстии. Возбуждение излучателя импульсное. Схематично экспериментальная установка показана на рис. 1.

Акустическая среда данной модели является азимутально-анизотропной относительно отверстия, имитирующего скважину, и имеет две вертикальные плоскости симметрии, проходящие посередине стального блока и латунной пластины соответственно. Толщина стенки модели в полтора–два раза больше длины волны, поэтому окружающую отверстие среду можно считать бесконечной, а регистрируемые в первых вступлениях колебания – поперечной волной. Интервальные времена поперечной волны проверялись по справочнику [1]. Модель установлена в бак, заполненный водой. Волновые картины регистрировались цифровым осциллографом Tectronix TDS3032, дискретность оцифровки 0,2 мкс. Динамика поперечных колебаний

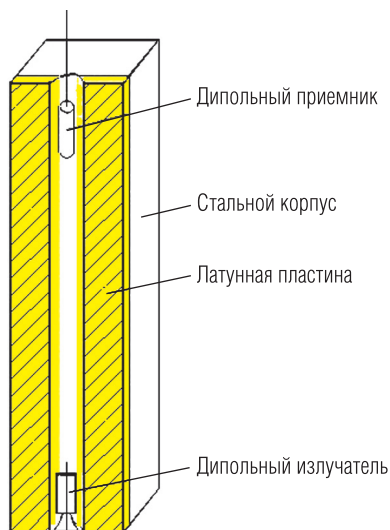


Рис. 1. Схематичный чертеж продольного разреза модели анизотропной среды и схемы измерений. Размер модели $120 \times 120 \times 600$ мм. Излучатель и приемник дипольные

в анизотропной среде изучалась путем изменения направления осей поляризации электроакустических преобразователей. Направление распространения колебаний определялось путем измерения интервального времени и частотного спектра при перемещении приемника вдоль оси отверстия с шагом 25 мм.

Форма акустических колебаний поляризованной поперечной волны в азимутально-анизотропной среде

Как известно [6, 12], при положении осей поляризации дипольных преобразователей в плоскости симметрии анизотропной среды, или в однородной среде, поперечная волна регистрируется только на соосных зондах, данные зондов из скрещенных диполей в идеальном случае представляют собой акустический шум. Такая ситуация весьма примитивна и поэтому на ней не стоит останавливаться. Гораздо более сложное поле колебаний наблюдается в случае отклонения оси диполя от плоскости симметрии среды, когда попе-

речная волна расщепляется. В использованной модели расщепление должно происходить по двум направлениям: по направлению, представленному сталью (интервальное время поперечной волны $DTS \approx 320 \text{ мкс/м}$), и по направлению латуни ($DTS = 472 \text{ мкс/м}$). Указанное значение интервального времени поперечной волны для латуни взято из справочника [1]. Интервальное время поперечной волны для стали в справочнике отсутствует, поэтому оно определено измерением интервального времени при соосном положении приемника и излучателя в плоскости симметрии, проходящей через сталь. На рис. 2 представлены наборы волновых картин, зарегистрированные в модели при положении оси излучателя под углом 45° к плоскости

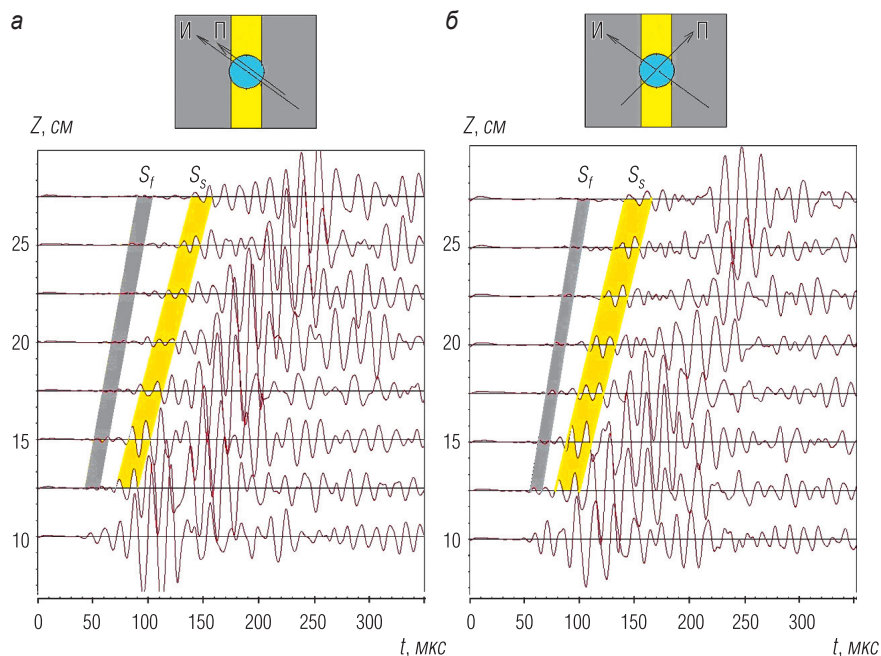


Рис. 2. Волновые картины, зарегистрированные вдоль вертикальной оси модели при положении осей дипольных излучателя и приемника в соответствии с изображением сверху рисунка. Пакет поперечной волны по стали S_f затенен серым цветом; по латуни S_s – желтым; Z – расстояние от излучателя до приемника; t – время от момента излучения

симметрии, проходящей вдоль вертикальной оси отверстия модели, посередине латунной пластины. Ось приемника располагалась либо соосно с осью излучателя (рис. 2, *а*), либо перпендикулярно к последней (рис. 2, *б*). Положение осей излучателя (И) и приемника (П) в поперечном сечении модели показано на рисунках вверху. В обоих наборах регистрируются колебания S_f и S_s , распространяющиеся с интервальными временами, близкими к 320 и 470 мкс/м, то есть соответствующие интервальным временам поперечных волн в стали и латуни. В первой волновой картине, зарегистрированной при близком положении приемника от излучателя, пакеты волн не разделились из-за малого временного сдвига между ними. Медленная волна всегда вступает на фоне колебаний пакета быстрой волны, следовательно, подвержена интерференционным искажениям.

Пакеты волн различаются не только по значениям интервальных времен, но и по частоте и амплитуде. Поперечная волна по латуни S_s (медленная) имеет видимую частоту (около 60 кГц) в полтора раза ниже, а амплитуду в 5 раз больше, чем волна по стали S_f (быстрая).

Чтобы оценить динамику поперечных колебаний в зависимости от азимута, произведена регистрация волновых картин при постоянном положении излучателя и повороте приемника против часовой стрелки (вид сверху). На рис. 3 изображены волновые картины, зарегистрированные при повороте приемника от 0° до 315° через 45°.

Из приведенных волновых картин следует:

- 1) при положении оси приемника в плоскостях симметрии модели колебания по стали или латуни исчезают, при этом наблюдается максимальная амплитуда колебаний в оставшемся пакете, углы 45°, 225° и 135°, 315° соответственно. На этих углах искажения за счет интерференции волн минимальны;
- 2) при оси приемника, совпадающей или повернутой относительно оси излучателя на угол, кратный 90°, регистрируются оба пакета колебаний (углы 0°, 90°, 180°, 270°). При этих углах ось приемника находится под углом 45° к плоскостям симметрии модели;
- 3) особо следует отметить изменение фазы колебаний на 180° при прохождении оси поляризации приемника через плоскость азимутальной симметрии среды.

Вышеописанные эксперименты с моделью анизотропной среды полностью подтверждают результаты известных работ с моделями

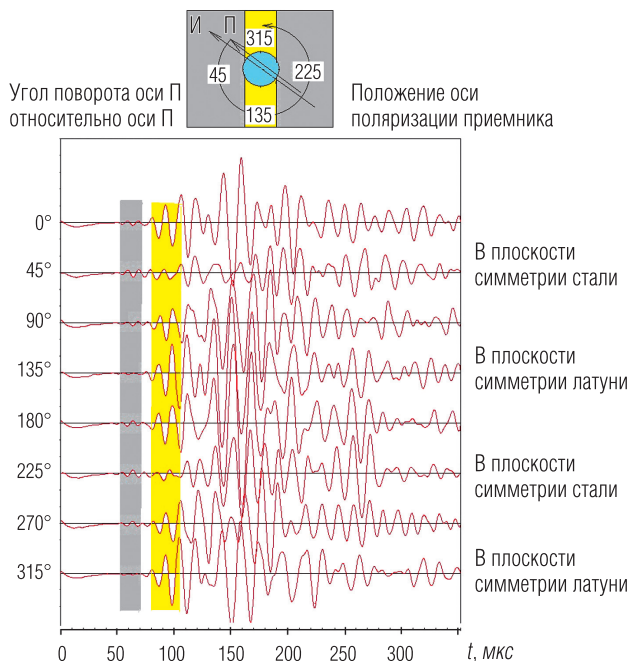


Рис. 3. Волновые картины упругих колебаний, зарегистрированных при повороте оси дипольного приемника относительно оси излучателя. При положении оси приемника в плоскости симметрии стали или латуни колебания, распространяющиеся соответственно по латуни или стали, исчезают

анизотропных сред, изготовленных из пластика [12, 13]. Цель данных экспериментов – наглядно показать явление расщепления поляризованной поперечной волны и связанные с этим явлением эффекты.

Вычисление азимута и коэффициента анизотропии

Конечной целью кроссдипольных измерений является определение интервального времени поперечной волны, а также коэффициента сдвиговой азимутальной анизотропии. Поскольку в процессе каротажа оси дипольных преобразователей могут занимать произвольное положение относительно плоскостей симметрии среды, окружающей скважину, прежде всего необходимо найти этот угол рассогласования.

Затем после поворота исходных данных на найденный угол синтезировать новые данные, по которым определить истинные значения интервальных времен и соответственно вычислить коэффициент анизотропии породы.

Существует несколько способов вычисления азимутов быстрой и медленной волн [3, 4, 10, 11]. Наиболее часто используемый способ – вращение поля, которое осуществляется путем перемножения матрицы, составленной из волновых картин, зарегистрированных в процессе каротажа, на матрицу единичного вектора вращения. Этот способ по имени автора называется вращением Алфорда (Alford) [2]. Критерии определения угла поворота могут быть различными. В целом, как следует из приведенных выше экспериментов, в качестве критериев могут использоваться различия в динамических, кинематических, спектральных параметрах волн или их сочетание. Например, в [6] предлагается находить угол поворота по минимуму энергии сигналов зондов с перпендикулярным положением преобразователей (XU и YX) и соответствующих максимуму и минимуму времени распространения волны на соосных зондах (XU и YU). Отношение динамических параметров соосных и перпендикулярных измерений в спектральном представлении предлагается в [3]. В работе [10] описан способ, основанный на анализе подобия форм колебаний быстрой и медленной волн и различия в их времени вступления, причем их скорости предполагаются постоянными в пределах приемной антенны. Это обстоятельство позволяет произвести накопление сигналов с заданными временными задержками и получить параметры анизотропии.

Обработка данных дипольных зондов АВАК, реализованная в пакете программ LogPWin, основана на алгоритме определения интервальных времен волн в синтетических волновых картинах. Волновые картины синтезируются, и интервальные времена определяются на каждом шаге поворота поля с дискретностью 5° от 0° до 180° . Интервальные времена определяются во временных окнах, задаваемых кинематическими параметрами, полученными при обработке данных соосных зондов XX и YU . Искомый угол находится при установлении максимальной разницы интервальных времен при двух углах поворота, отличающихся на $90^\circ \pm 20^\circ$. Меньшее (DTS8) из интервальных времен относится к быстрой волне, большее (DTS9) – к медленной. Угол,

соответствующий минимальному интервальному времени (MROT), является основным и используется при дальнейших расчетах угла анизотропии ANGA. Чтобы избежать случайных ошибок при определении угла поворота поля, угол относится к середине интервала значений интервальных времен, отличающихся в пределах заданной погрешности. Процедура вычислений по данному алгоритму весьма быстрая и позволяет одновременно определить угол и интервальные времена быстрой и медленной волн.

Имея наборы волновых картин, полученных в вышеописанной модели, легко проверить эффективность различных алгоритмов обработки данных дипольных зондов в контролируемых условиях. По четырем волновым картинам (двум соосным и двум перпендикулярным) измерений на двух точках глубины, отстоящих друг от друга на 50 мм, был сформирован Lis-файл, подобный получаемому при каротаже. Оси дипольных преобразователей расположены под углом 45° к плоскостям симметрии модели и повернуты против часовой стрелки. Волновые картины WF7, WF8 при соосном расположении излучателя и приемников приведены на рис. 4, а. После обработки данных получены синтетические волновые картины быстрой WF15, WF16 (рис. 4, б) и медленной WF17, WF18 (рис. 4, в) волн. Вращение поля производилось методом Алфорда, в качестве критерия угла поворота использовался минимум интервального времени быстрой волны или максимум амплитуды медленной волны. При использовании в качестве критерия динамических параметров получен угол 40° , по интервальному времени – угол $37,5^\circ$. В обоих случаях получено значение угла в пределах погрешности (двух шагов с дискретностью 5°) и соответственно сформированы подобные синтетические волновые картины. Значения интервальных времен (быстрой волны – 319,2 мкс/м, медленной – 470,9 мкс/м) не выходят за пределы погрешности измерения. На первый взгляд кажется, что использование динамических параметров даже предпочтительнее. Однако надо иметь в виду, что такая величина коэффициента анизотропии (0,18), как в модели, встречается весьма редко, чаще она находится в пределах 0,1, поэтому быстрая и медленная волны незначительно различаются по спектру колебаний и амплитуде. В независимости от коэффициента анизотропии и погрешностей измерений, связанных со скважинными условиями, интервальные времена волн являются более надежными

параметрами, поэтому в программе обработки данных АВАК именно интервальные времена использованы в качестве критерия при определении угла поворота поля дипольных колебаний относительно плоскостей поляризации преобразователей зонда.

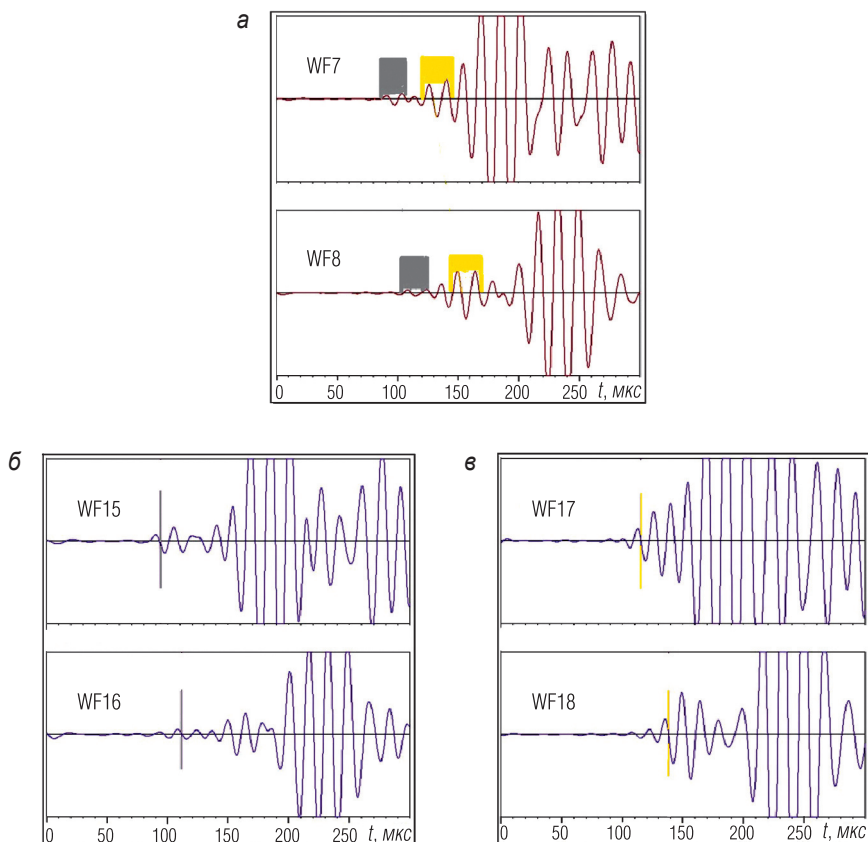


Рис. 4. Пример разложения данных дипольного зонда на быструю и медленную поперечные волны в контролируемых условиях лабораторной модели: а – исходные волновые картины по направлению XX, отстоящему на 45° от плоскости симметрии модели; б – волновые картины быстрой волны; в – волновые картины медленной волны. Серым цветом обозначены колебания, распространяющиеся по стали, желтым – по латуни. Измерительная база – 50 мм

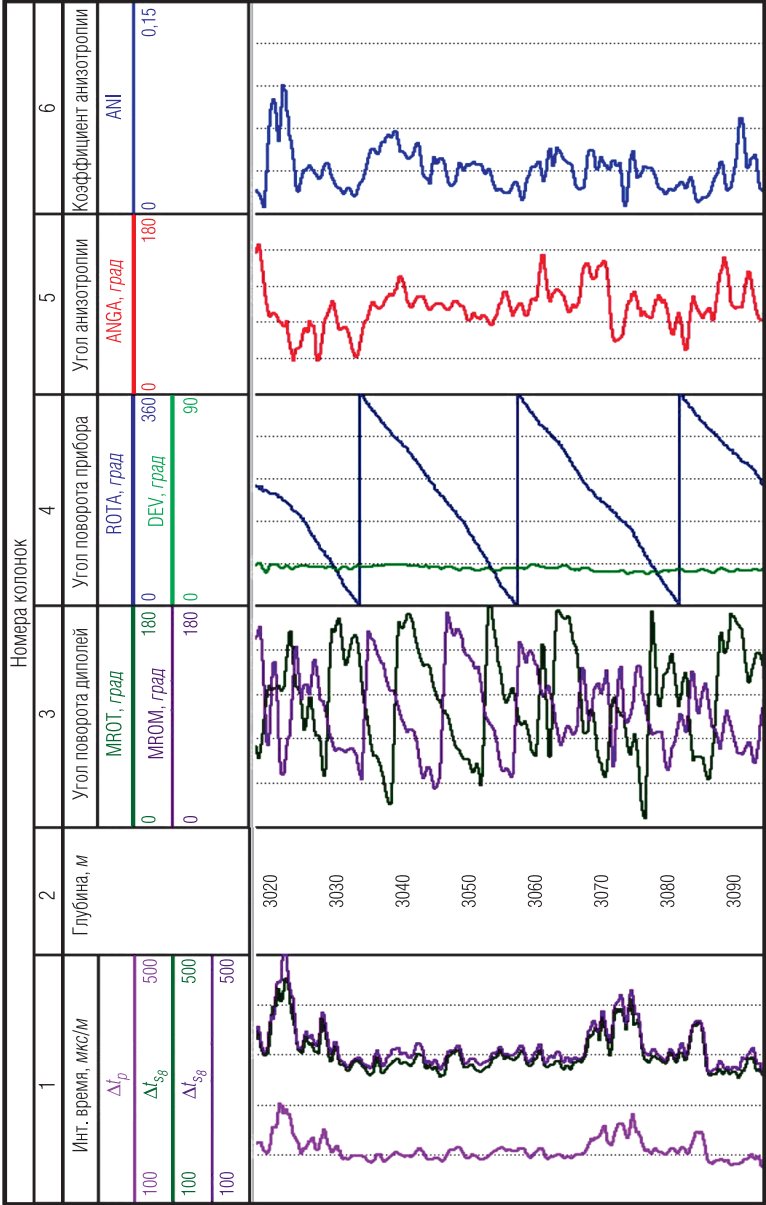


Рис. 5. Вычисление угла анизотропии ANI и коэффициента анизотропии ANI в наклонной скважине при вращении прибора ROTA. Значение угла анизотропии ANI не зависит от пространственного положения плоскостей поляризации преобразователей зонда относительно плоскостей анизотропии MROT и MROM

В качестве доказательства можно рассмотреть пример обработки данных АВАК в реальной нефтяной скважине (рис. 5). Скважина имеет наклон около 15° (DEVI, колонка 4), прибор интенсивно вращался вокруг своей оси во время записи данных (ROTA, колонка 4), примерно один оборот на 20 м каротажа. Тем не менее угол анизотропии ANGA (колонка 5) – угол между вертикальной плоскостью и плоскостью поляризации быстрой волны – не подвержен значительным отклонениям от среднего значения 90° и по конфигурации подобен кривой коэффициента анизотропии ANI (колонка 6). Углы между плоскостями поляризации быстрой MROT и медленной MROM волн и плоскостью дипольного зонда XX приведены в колонке 3. В колонке 1 находятся кривые интервальных времен продольной волны DTP, быстрой поперечной DTS8 и медленной поперечной DTS9. Колонка глубин – 2. Стабильное значение угла анизотропии ANGA при интенсивном вращении прибора доказывает надежность его определения и достоверность полученных значений интервальных времен поляризованных поперечных волн.

Заключение

1. Форма колебаний, регистрируемых дипольными зондами в азимутально-анизотропной среде, в значительной степени зависит от положения осей поляризации электроакустических преобразователей относительно плоскостей симметрии анизотропной среды.
2. В общем случае волновые картины дипольных зондов представляют собой интерференцию поперечных колебаний, распространяющихся от излучателя к приемнику с различными скоростями и частотными спектрами.
3. Процедура вращения поля акустических колебаний, зарегистрированных системой дипольных зондов, позволяет разделить поперечные волны, определить их интервальные времена и положение плоскостей поляризации относительно осей электроакустических преобразователей.
4. Алгоритмы обработки данных аппаратуры АВАК с большой вероятностью позволяют достоверно определить такие параметры анизотропной среды в скважине, как коэффициент сдвиговой анизотропии ANI и угол между вертикальной плоскостью и плоскостью поляризации быстрой волны ANGA.

ЛИТЕРАТУРА

1. Физические величины: Справочник / Под ред. И. С. Григорьева и Е. З. Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. *Alford R. M.* Shear Data in the Presence of Azimuthal Anisotropy: Dilley, Texas. Presented at 56-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1986. P. 476–479.
3. *Hatchell P. J., Cowles C. S.* Flexural Borehole Modes and Measurement of Shear-Wave Azimuthal Anisotropy. Presented at 62-nd SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1992. P. 201–204.
4. *Cheng N., Cheng C. H.* Decomposition and Particale Motion of Acoustic Dipole Log in Anisotropic Formation. Presented at 65-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1995. P. 1–4.
5. *Crampin S.* Evaluation of Anisotropy by Shear-Wave Splitting // *Geophysics*. 1985. V. 50. № 1. P. 142–152.
6. *Esmersoy C., Koster K., Williams M., Kane M.* Dipole Shear Anisotropy Logging. Presented at 64-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1994. P. 1139–1142.
7. *Leslie H. D., Randall C. J.* Multipole Sources in Boreholes Penetrating Anisotropic Formations: Numerical and Experimental Results. *JASA*, 1992. V. 91. № 1. P. 12–27.
8. *Mueller M. C., Boyd J., Esmersoy C.* Case Studies of the Dipole Shear Anisotropy Log. Presented at 64-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1994. P. 1143–1146.
9. *Sinha B. K., Norris A. N., Chang S.-K.* Borehole Flexural Modes in Anisotropic Formations. Presented at 62-nd SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1992. P. 855–858.
10. *Tang X. M., Cheng A.* Quantitative Borehole Acoustic Methods. Elsevier, 2004. 255 p.
11. *Tao G., Zhu Z., Cheng C. H.* An Investigation on Azimuthal Anisotropy Measurements with Ultrasonic Dipole Data. Presented at 65-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1995. P. 85–88.
12. *Zhu Z., Cheng C. H., Toksoz M. N.* Propagation of Flaxural Waves in an Azimuthaly Anizotropic Borehole Model. Presented at 63-nd SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1993. P. 68–72.
13. *Zhu Z., Cheng C. H., Toksoz M. N.* Polarization and Particle Motion of the Flexural Waves in an Anizotropic Borehole Model. Presented at 65-th SEG annual meeting, Expanded Abstracts, 1995. P. 89–92.

УДК 550.89:553.98

В. А. Мурцовкин

ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАПИЛЛЯРНО-РЕШЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГОРНЫХ ПОРОД

Для упрощения анализа получаемых результатов при расчете электрических и фильтрационных характеристик горных пород в качестве исходных данных использовались наиболее простые по форме модельные распределения пористости по размерам пор. Это распределения в виде треугольника, прямоугольника, полуэллипса и др. Представленные результаты иллюстрируют возможности модели для описания петрофизических свойств горных пород.

Ключевые слова: капиллярно-решеточная модель, распределение пористости, параметр пористости, проницаемость, закон Дархнова—Арчи.

Введение

В работе [3] была предложена капиллярно-решеточная модель горных пород, позволяющая рассчитывать их петрофизические характеристики по известному распределению пор по размерам. Наличие подобной модели дает целый ряд преимуществ при изучении горных пород, поскольку вместо реальной системы пор используется соответствующая ей капиллярная решетка, свойства которой можно эффективно оценивать, анализировать и прогнозировать. Соответствие модели изучаемому объекту основано на том, что для ее построения используется такое же распределение пор по размерам, какое было получено для исследуемой пористой среды.

Многообразие типов пород и особенностей структуры их порового пространства находит свое отражение в соответствующем многообразии видов распределений пористости по размерам пор. Это затрудняет анализ и понимание взаимосвязи этих распределений со свойствами пород. Для преодоления вышеуказанных трудностей целесообразно ограничить рассмотрение некоторыми наиболее простыми случаями. Проанализировать влияние особенностей структуры порового пространства на петрофизические свойства горных пород и установить общие закономерности можно, например, на модельных

распределениях пор по размерам, характер и особенности которых можно целенаправленно варьировать.

Цель настоящей работы – проиллюстрировать, как, располагая распределением пор по размерам, можно с помощью предлагаемой капиллярно-решеточной модели определить основные петрофизические характеристики пористой среды, следуя определенному алгоритму. Для большей наглядности получаемых результатов использовались распределения пор наиболее простой формы: в виде треугольника, прямоугольника, полуэллипса и др.

Такой подход позволяет установить общие закономерности влияния структуры порового пространства на такие характеристики, как электропроводность и фильтрация, и определить взаимосвязь этих параметров. Соответствие полученных таким образом результатов наблюдаемым на практике закономерностям может служить подтверждением возможности использования капиллярно-решеточной модели для оценки и прогнозирования свойств пористых сред и горных пород в частности.

Однорешеточная модель пористой среды

Наиболее полное описание используемой ниже модели представлено в работе [3], где было учтено, что в самом общем случае диапазон изменения размеров пор может быть достаточно широк и составлять несколько порядков. В этом случае модель будет включать в себя несколько разномасштабных капиллярных решеток, которые будут соответствовать группам пор, существенно отличающихся по размерам, как, например, в случае наличия в породе песчаной и глинистой фракций. В настоящей работе рассмотрение будет ограничено случаем однорешеточной модели, когда диапазон изменения размеров пор составляет примерно один порядок. Это позволит не только сократить необходимые вычисления, но и существенно упростит анализ полученных результатов.

Однорешеточная модель представляет собой трехмерную кубическую капиллярную решетку [3]. В свою очередь такую решетку можно представить состоящей из большого числа одинаковых по размеру кубических ячеек. При этом структура пор во всех ячейках также будет одинакова (в виде трех взаимно пересекающихся капилляров равного сечения), а отличие между ячейками будет заключаться лишь

в размерах соответствующих им капилляров. Распределение же размеров капилляров по ячейкам задается в соответствии с имеющимся распределением пор по размерам, которое может быть получено для исследуемой горной породы любым из существующих методов (ЯМР, ртутная порометрия, имидж-анализ шлифов и т. д.). В результате каждый единичный слой ячеек будет иметь такое же распределение пористости по размерам, как и весь объем модели в целом. Для упрощения расчетов будем считать, что капилляры имеют квадратное сечение. Размер всех ячеек, который обозначим через a , принимается равным максимальному размеру пор.

Чтобы иметь возможность проанализировать влияние характера распределения пористости на петрофизические свойства горных пород, рассмотрим несколько модельных видов дифференциального распределения пористости по размерам пор (рис. 1): в виде треугольника, полуэллипса, прямоугольника и двух полуэллипсов. Пусть всем распределениям для определенности соответствует одинаковый максимальный размер пор $\delta_{\max} = 20 \text{ мкм}$, который в свою очередь определяет размер кубических ячеек для модели $a = \delta_{\max}$. Таким образом, каждому из распределений, приведенных на рис. 1, будет

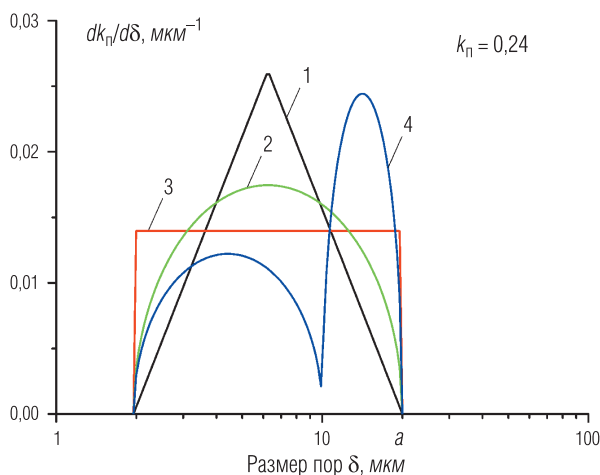


Рис. 1. Модельные дифференциальные распределения пористости по размерам пор: 1 – треугольник; 2 – полуэллипс; 3 – прямоугольник; 4 – два полуэллипса

соответствовать своя капиллярно-решеточная модель, но все они при этом будут иметь одинаковый размер кубических ячеек. Распределением, показанным на рис. 1, отвечает одинаковый коэффициент пористости $k_{п} = 0,24$, который равен площади под соответствующими кривыми распределения. Через δ на рис. 1 обозначен размер квадратного сечения капилляров, моделирующих реальные поры.

На практике распределение пористости обычно задается в виде набора из n пар значений $\Delta k_{пi}$ и δ_i , где $\Delta k_{пi}$ – доля коэффициента пористости, соответствующая порам с размером в интервале от $\delta_i - \Delta\delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta\delta_i/2$, где $\Delta\delta_i = (\delta_{i+1} - \delta_i)$, $i = 1, 2, \dots, n$. Величины $\Delta k_{пi}$ можно найти из дифференциальных распределений пористости, подобных приведенным на рис. 1, по формуле

$$\Delta k_{пi} = \left. \frac{dk_{п}}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_i} \cdot \Delta\delta_i. \quad (1)$$

Среди существующих современных методов получения распределения пор по размерам наиболее эффективным является метод ЯМР [2, 4, 9].

Рассмотрим, как строится однорешеточная модель, если известно распределение пористости $\Delta k_{пi}$ по размерам пор δ_i . В работах [3, 5] показано, что само по себе распределение пор не отражает его влияние на такие характеристики горных пород, как электропроводность и фильтрация. Для них определяющую роль будут играть геометрические особенности сформировавшихся в породе каналов, по которым происходит движение жидкости и электрического тока. Пропускная способность таких каналов в значительной степени зависит от соотношения крупных и мелких пор. Влияние этих особенностей на процессы переноса, согласно [3, 5], можно учесть, если воспользоваться следующим алгоритмом.

Искомый параметр, например электропроводность или проницаемость, рассчитывается для двух контактирующих ячеек и умножается на вероятность такого контакта, которая равна произведению вероятностей для каждой из двух ячеек. Соответствующие вероятности находятся из имеющегося распределения пор по размерам [3]. Далее берется сумма таких произведений по всем возможным сочетаниям из двух ячеек и вычисляется средняя величина искомого петрофизического параметра. В общем случае описанный выше алгоритм можно представить в виде следующего соотношения:

$$X = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_{ij} \Delta f_i \Delta f_j, \quad (2)$$

где X – искомый петрофизический параметр (например, проводимость или проницаемость) для всей капиллярной решетки; x_{ij} – значение этого же параметра для двух соседних ячеек с размерами капилляров δ_i и δ_j соответственно. Величины Δf_i и Δf_j представляют собой вероятности того, что две случайным образом выбранные ячейки содержат капилляры с размерами δ_i и δ_j соответственно. Согласно [3], для этих вероятностей справедливо выражение

$$\Delta f_{i(j)} = a^3 \frac{\Delta k_{pi(j)}}{v_{i(j)}}, \quad (3)$$

где $v_{i(j)} = (3a - 2\delta_{i(j)})\delta_{i(j)}^2$ – объемы капилляров в i -й и j -й ячейках соответственно.

При построении модели по реальным распределениям пористости возможны два варианта заполнения ячеек капиллярами. В одном случае капилляры присутствуют во всех ячейках без исключения. При этом, согласно [3], будет справедливо равенство

$$\sum_{i=1}^n \Delta f_i = 1. \quad (4)$$

В другом случае характер распределения пор может быть таков, что их не будет хватать на то, чтобы заполнить все ячейки. Тогда для распределения вероятностей будет справедливо соотношение

$$\sum_{i=1}^n \Delta f_i = 1 - p, \quad (5)$$

где p – объемная доля ячеек, в которых капилляры отсутствуют, и они, таким образом, не будут участвовать в процессах электропроводности и фильтрации.

Далее на примерах простейших распределений (рис. 1) рассмотрим, как, располагая распределением пористости по размерам пор, можно с помощью капиллярно-решеточной модели, пользуясь алгоритмом (2), описывать и анализировать процессы электропроводности и фильтрации в горных породах.

Расчет электропроводности

Примеры использования модели для расчета электропроводности по реальным распределениям пористости можно найти в работах [3, 6, 7]. Рассмотрение этой же задачи на примере модельных распределений (рис. 1) упрощает анализ получаемых результатов и лучше иллюстрирует возможности модели.

Чтобы воспользоваться рассмотренным выше общим алгоритмом, описываемым соотношением (2), для расчета электропроводности породы необходимо знать проводимость двух контактирующих ячеек. Согласно [6], в случае однорешеточной модели сопротивление r_{ij} между центрами (узлами) двух контактирующих ячеек с размерами капилляров, соответственно, δ_i и δ_j определяется по формуле

$$r_{ij} = \frac{a}{2\sigma_0} \left(\frac{1}{\delta_i^2} + \frac{1}{\delta_j^2} \right), \quad (6)$$

где σ_0 – удельная электропроводность жидкости, заполняющей капилляры. Соответствующая удельная электропроводность ячеек будет $\sigma_{ij} = 1/(a \cdot r_{ij})$. В результате, согласно (2), общую проводимость σ всей модели можно найти по формуле

$$\sigma = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{1}{r_{ij}} \Delta f_i \Delta f_j. \quad (7)$$

По формуле (7) были проведены расчеты параметра пористости $P_n = \sigma_0/\sigma$ для модельных распределений (рис. 1) при разных значениях коэффициента пористости k_n . Результаты этих вычислений приведены на рис. 2. Пунктиром показана зависимость P_n от k_n , полученная для однородной решетки капилляров, то есть когда все капилляры имеют одинаковый размер.

Полученные результаты показывают, что чем выше дисперсия распределения пористости, то есть чем больше разброс размеров пор относительно среднего размера, тем выше электросопротивление среды при одной и той же пористости. Минимальным сопротивлением обладает однородная решетка капилляров, для которой дисперсия равна нулю. Далее по мере увеличения дисперсии распределения располагаются в следующей последовательности: треугольник, полуэллипс, прямоугольник, два полуэллипса. Таким образом, согласно

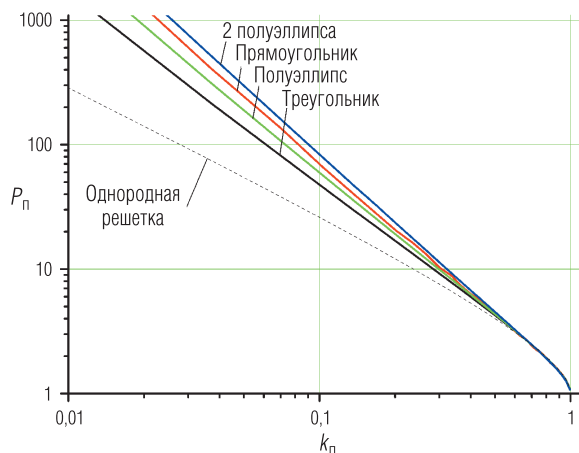


Рис. 2. Зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n , рассчитанные для модельных распределений пористости, представленных на рис. 1

рис. 2, увеличение разброса пор по размерам приводит к увеличению угла наклона зависимости P_n от k_n относительно оси абсцисс, то есть к росту сопротивления.

Следует также отметить, что пористые среды с одинаковыми коэффициентом пористости и средним размером пор могут иметь разное сопротивление. Это видно на примере распределений 1, 2 и 3 (рис. 1), которые имеют одинаковую пористость и средний (логарифмический) размер пор, но при этом, согласно рис. 2, обладают разным сопротивлением.

Приведенные выше результаты были получены в предположении, что поры присутствуют в каждой ячейке модели без исключения, то есть когда выполняется условие (4). На практике могут реализовываться случаи, когда в породе встречаются сравнительно крупные зоны, в которых поры отсутствуют. В этих случаях при построении капиллярно-решеточной модели следует пользоваться условием (5), тем самым учитывая наличие в породе непроницаемых зон в виде общей объемной доли ячеек p , в которых капилляры отсутствуют. Результаты расчета зависимостей P_n от k_n при разной объемной доле непроницаемых ячеек на примере эллипсоидального распределения

пористости (рис. 1, кривая 2) представлены на рис. 3. Соответствующие величины объемной доли ячеек p , в которых капилляры отсутствуют, указаны на рис. 3 для каждой кривой. Для сравнения пунктиром показана зависимость P_n от k_n для однородной решетки капилляров.

Результаты расчетов (рис. 2, 3) позволяют сделать следующие выводы, имеющие достаточно общий характер. Во-первых, одним из факторов, определяющих величину сопротивления пористой среды, является дисперсия распределения пористости по размерам пор. Чем больше дисперсия, то есть чем больше разброс пор по размерам, тем выше сопротивление при прочих равных условиях. Во-вторых, на величину сопротивления влияет наличие в пористой среде непроводящих зон, то есть когда пространственное распределение пор становится неоднородным. При этом если увеличение дисперсии приводит к увеличению угла наклона зависимости P_n от k_n (рис. 2), то есть к росту параметра m в эмпирическом законе Дахнова–Арчи ($P_n = a/k_n^m$), то увеличение объемной доли непроводящих зон вызывает параллельное смещение зависимости вверх (рис. 3), то есть увеличивает параметр a в этом законе. Таким образом, модель позволяет расшифровать физическую природу эмпирических констант m и a

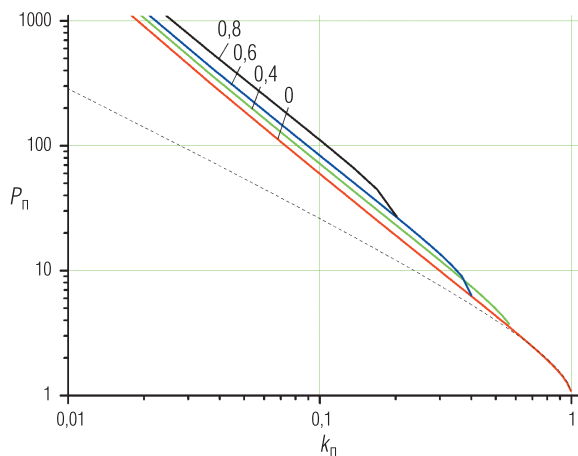


Рис. 3. Зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n при разной объемной доле непроницаемых ячеек p : 0; 0,4; 0,6 и 0,8

в законе Дахнова–Арчи, связанную, соответственно, с дисперсией размеров пор для m и неоднородностью распределения пор в объеме породы для a .

Приведенные выше результаты в обобщенном виде схематически представлены на рис. 4, где рассмотрены три варианта капиллярно-решеточной модели, отличающиеся распределением пор по размерам. Случай 1 соответствует однородной решетке капилляров, которой отвечает узкое распределение пористости Δk_{pi} по размерам пор δ_i в виде, близком к дельта-функции. При этом такая однородная капиллярная решетка, согласно зависимости P_n от k_n (рис. 4, кривая 1), обладает минимальным сопротивлением среди других возможных распределений с такой же общей пористостью k_n .

Случаю 2 соответствует эллипсоидальное распределение пористости. При этом капиллярная решетка считается завершенной, поскольку капилляры присутствуют в каждой ячейке. Наличие разброса в размерах капилляров приводит к увеличению сопротивления (кривая 2) относительно однородной решетки. И, наконец, случай 3 отражает ситуацию, когда при той же пористости, что и в двух предыдущих случаях, капилляры в некоторых ячейках отсутствуют. Это приводит к дополнительному росту сопротивления (рис. 4, кривая 3). При этом, чтобы обеспечить пористость, как в случае 2, распределение пористости Δk_{pi} становится более узким, но увеличивается по амплитуде. Чем больше объемная доля непроницаемых ячеек p , тем выше будет сопротивление. Кривой 3 для зависимости P_n от k_n соответствует $p = 80\%$.

Рассмотрим, как результаты расчетов электропроводности по модели соотносятся с традиционным подходом к решению этой задачи. Для описания электрических свойств горных пород обычно используется закон Дахнова–Арчи, в который входят две эмпирические константы. Одним из частных случаев, когда константы принимают значения $a = 1,13$ и $m = 1,73$, является формула Тимура, которая неплохо работает в случае песчаников [8]. На рис. 4 зависимость P_n от k_n , рассчитанная по формуле Тимура, показана штриховой линией. Видно, что результаты расчетов по модели, предложенной автором (для случая 2), и по формуле Тимура практически совпадают. При этом модель определяет сектор (рис. 4, кривые 1 и 3), в котором могут располагаться все возможные значения P_n , и определяет условия, при которых происходит отклонение от формулы Тимура в одну или в другую сторону.

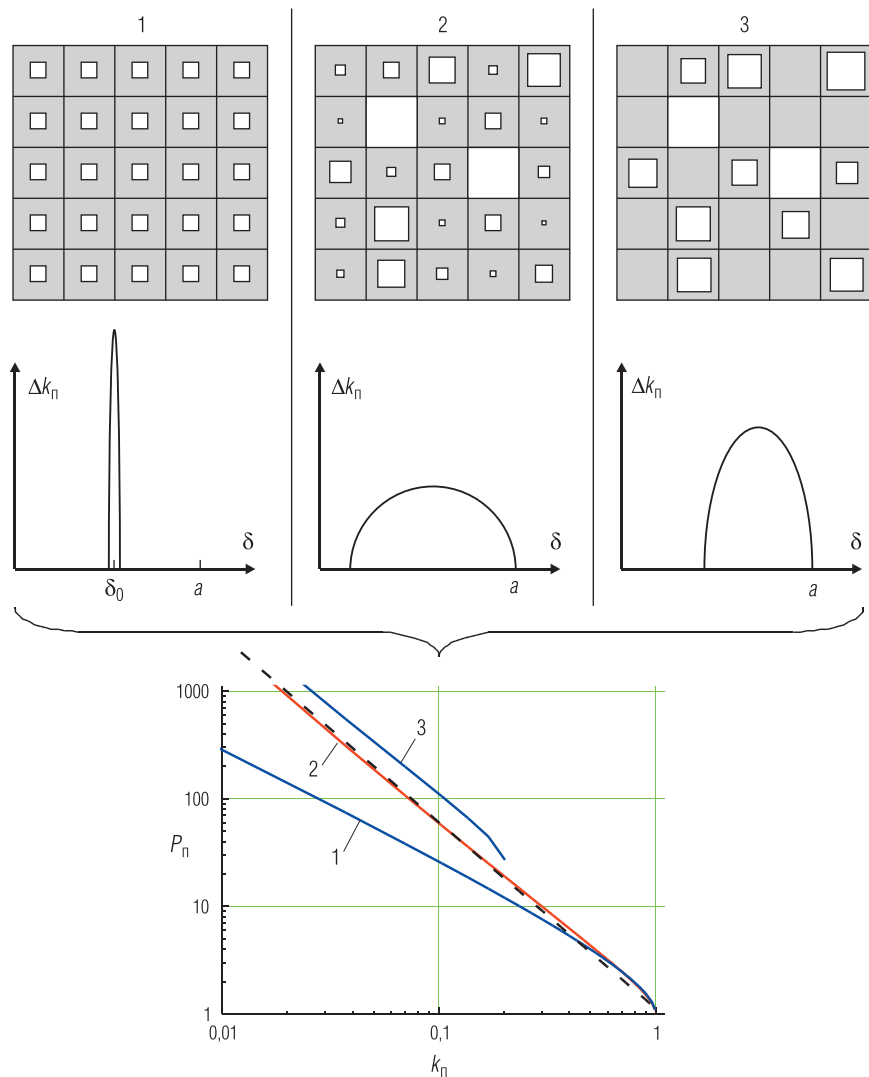


Рис. 4. Влияние особенностей распределения пор по размерам на электрические свойства модели: 1 – однородная решетка; 2 – неоднородная завершенная решетка; 3 – неоднородная незавершенная решетка. Штриховая линия – расчет по формуле Тимура

Сопротивление увеличивается, если в породе присутствуют крупные непроводящие обломки или растёт разброс пор по размерам, и уменьшается, если распределение пор по размерам или их пространственное распределение становятся более однородными.

Опираясь на полученные результаты, можно сделать ещё одно важное замечание. Иногда в области низких $k_{\text{п}}$ наблюдают отклонение от закона Дахнова–Арчи в сторону занижения $P_{\text{п}}$, которое обычно связывают с поверхностной проводимостью. Но согласно современной теории электроповерхностных явлений, роль поверхностной проводимости при минерализациях больше 4–5 г/л пренебрежимо мала [1]. С другой стороны, эффект занижения сопротивления в области малых $k_{\text{п}}$ можно объяснить с помощью предлагаемой модели, не используя представления об особых свойствах воды вблизи поверхности пор. Действительно, если процесс формирования пластов горной породы происходил таким образом, что одновременно с уменьшением пористости за счёт увеличения глинистых фракций размер пор становился более однородным, то параметр пористости $P_{\text{п}}$ должен отклоняться от зависимости Тимура и приближаться к кривой 1 (рис. 4), соответствующей однородной решетке. В результате будет наблюдаться эффект, который обычно связывают с поверхностной проводимостью глин.

Расчет проницаемости

Как и в случае с электропроводностью, для иллюстрации возможностей предполагаемой модели при описании процессов фильтрации в горных породах воспользуемся распределениями, приведенными на рис. 1. Примеры использования модели для расчета проницаемости горных пород по реальным распределениям пористости приведены в работах [5, 7].

Для расчета проницаемости $k_{\text{пр}}$ в случае однорешеточной модели, согласно алгоритму (2), можно воспользоваться соотношением

$$k_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k_{ij} \Delta f_i \Delta f_j, \quad (8)$$

где k_{ij} – проницаемость двух контактирующих ячеек с размерами капилляров δ_i и δ_j соответственно. Используя результаты работы [5], можно показать, что

$$k_{ij} = \frac{0,07}{a^2} \left(\frac{1}{\delta_i^4} + \frac{1}{\delta_j^4} \right)^{-1}. \quad (9)$$

Отсюда, в частности, для однородной решетки, когда размер всех капилляров равен δ_0 , получим

$$k_{пр} = 0,035 \frac{\delta_0^4}{a^2}. \quad (10)$$

Результаты расчета зависимости проницаемости от коэффициента пористости для трех видов распределений пор по размерам при $a = 20$ мкм представлены на рис. 5, откуда следует, что проницаемость слабо зависит от вида распределения при одинаковом максимальном размере пор, который определяет размер ячеек a .

Гораздо более сильной является зависимость проницаемости от максимального размера пор. На рис. 6 на примере эллипсоидального распределения пор по размерам (рис. 1, кривая 2) показаны зависимости проницаемости от коэффициента пористости при максимальном размере пор 10, 20, 40 и 100 мкм соответственно. На практике обычно изменение пористости сопровождается изменением

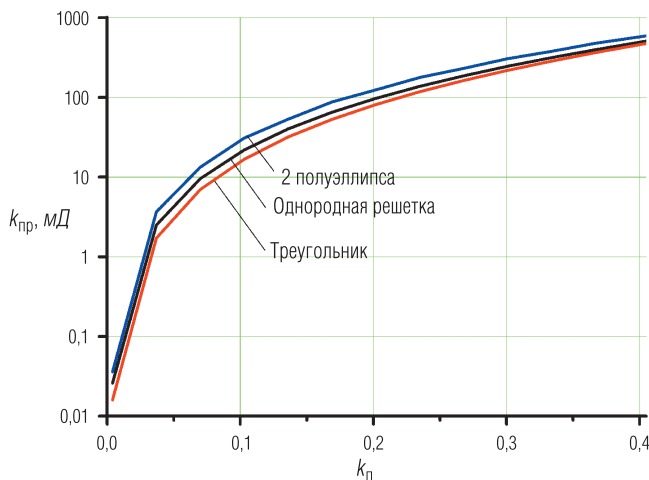


Рис. 5. Зависимости проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости k_p для трех типов распределения пористости по размерам пор

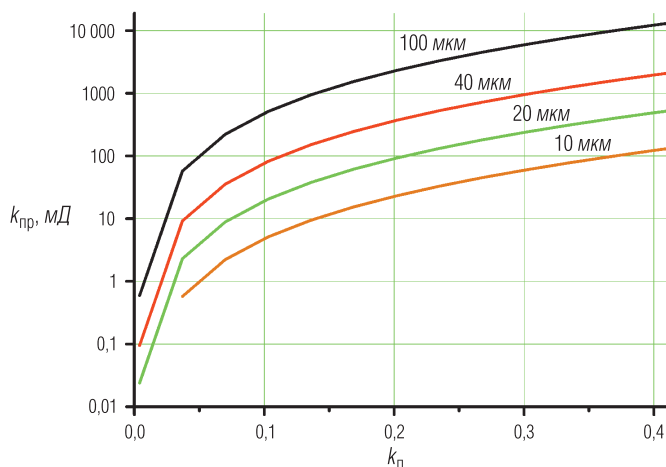


Рис. 6. Зависимости проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости $k_п$ для эллипсоидального распределения пористости по размерам пор при их размерах 10; 20; 40 и 100 мкм

максимального размера пор. В этом случае кривая, соответствующая зависимости проницаемости $k_{пр}$ от пористости $k_п$, будет пересекать набор кривых из нескольких зависимостей, подобных представленным на рис. 6.

Кроме того, модель указывает еще на один, неожиданный на первый взгляд, эффект. Если в породе есть непроницаемые зоны, то проводимость такой породы будет, как показано на рис. 3, уменьшаться. С другой стороны, аналогичные расчеты для проницаемости указывают на то, что проницаемость при этом будет увеличиваться. Результаты соответствующих расчетов проницаемости при разной объемной доле p непроницаемых ячеек представлены на рис. 7. Видно, что при фиксированной пористости увеличение p сопровождается ростом проницаемости, а не ее уменьшением, как это было в случае с электропроводностью. Этот эффект можно объяснить следующим образом.

Чтобы порода в присутствии непроницаемых зон имела ту же пористость, что и в их отсутствии, распределение пор, как следует из рис. 4 (случаи 2 и 3), должно стать более узким и сместиться в область более крупных пор. Основной вклад в поток жидкости Q вно-

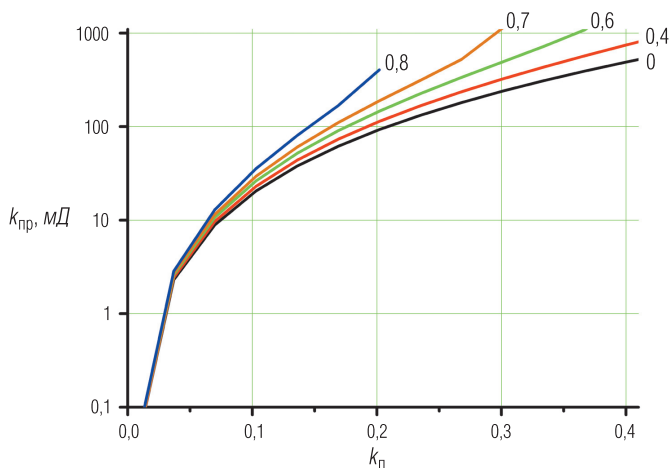


Рис. 7. Зависимости проницаемости $k_{пр}$ от пористости k_p для эллипсоидального распределения пористости по размерам пор при разных объемных долях непроницаемых ячеек r : 0; 0,4; 0,6; 0,7; 0,8

сят наиболее крупные поры ($Q \sim \delta^4$), в отличие от проводимости ($\sigma \sim \delta^2$), для которой важны все поры. Именно за счет этого увеличение объемной доли непроницаемых зон при одинаковой пористости по-разному влияет на проницаемость и электропроводность: проницаемость растет, а электропроводность падает. Таким образом, уменьшение электропроводности породы при неизменной пористости не всегда однозначно указывает на ухудшение коллекторских свойств, поскольку фильтрующая способность породы при этом может улучшаться.

Заключение

Полученные результаты позволяют установить общие закономерности влияния структуры порового пространства на процессы переноса, такие как электропроводность и фильтрация. Эти результаты также определяют взаимосвязь параметров, характеризующих эти процессы, и могут служить подтверждением возможности использования модели для описания свойств пористых сред.

Важно, что для описания разных по своей физической природе процессов используется единая модель. Кроме того, для расчета

параметров, характеризующих эти процессы, используется единый алгоритм. Таким образом, все параметры оказываются взаимосогласованными в рамках одной модели. При этом модель не предполагает использование каких-либо эмпирических или подгоночных коэффициентов. Для ее работы достаточно знать только распределение значений пористости по размерам пор.

В принципе, использованная в настоящей работе однорешеточная модель пригодна также для расчета $k_{пр}$ и $P_{п}$ в случае широких спектров пористости, которые в большинстве случаев имеют горные породы. При этом, поскольку для расчета проницаемости мелкие поры не важны, ее оценка будет практически точной, а $P_{п}$ будет несколько завышен. Таким образом, с учетом этого замечания, вместо рассмотренных в работе в качестве примера модельных распределений могут быть использованы реальные распределения пористости. При этом учитывать следует лишь наиболее крупные поры, размер которых попадает в диапазон $(a/10) \leq \delta_i \leq a$. Наличием более мелких пор можно пренебречь. Алгоритм и формулы для расчетов петрофизических характеристик при этом останутся без изменений. Для более точных оценок следует пользоваться мультирешеточной моделью [3, 5].

Рассмотренная модель дает дополнительные методические возможности для изучения свойств пористых материалов и моделирования разнообразных процессов, вызываемых в них внешними воздействиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Духин С. С. Электропроводность и электрокинетические свойства дисперсных систем. Киев: Наукова думка, 1975.
2. Коатес Д. Р., Хиао Л. Ч., Праммер М. Д. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. Хьюстон: Халибартон, 2001.
3. Мурцовкин В. А. Мультирешеточная модель для расчета характеристик пористых сред. Расчет электропроводности // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 677–684.
4. Мурцовкин В. А., Топорков В. Г. Новая ЯМР-технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 69. С. 84–97.
5. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерно-магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.

6. Мурцовкин В. А. Электропроводность пористых сред с двухфазным насыщением // Коллоидный журнал. 2013. Т. 75. № 1. С. 109–117.
7. Мурцовкин В. А., Зеленов А. С. Расчет электропроводности и проницаемости горных пород по данным ядерно-магнитного каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2–4 (143–145). С. 108–120.
8. Тиаб Д., Доналдсон Э. Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: ООО “Премииум Инжиниринг”, 2009.
9. Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. Pergamon, 2002.

УДК 550.832

В. Ю. Барляев

ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ СПИНОВОГО ЭХА В ПРИБОРЕ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА СИЛЬНОГО ПОЛЯ

Рассмотрены вопросы повышения отношения сигнал/шум при регистрации сигналов спинового эха в приборе ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) сильного поля как аппаратными (аналоговые входные цепи), так и математическими (цифровая обработка сигналов) методами. Сравниваются различные схемы входных цепей приемника сигналов спинового эха и делается вывод о предпочтительности двухконтурной входной цепи. Сравниваются различные цифровые фильтры, применяемые для выделения сигналов спинового эха, и делается вывод о предпочтительности применения треугольного окна.

Ключевые слова: прибор ЯМК сильного поля, сигнал спинового эха, отношение сигнал / шум, цифровая обработка сигнала.

Приемник сигналов прибора ЯМК сильного поля можно разделить на две основные части: аналоговую и цифровую.

Аналоговая часть осуществляет электрическое согласование цепей зонда с входными цепями приемника и усиливает входные сигналы до уровня, необходимого для нормальной работы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При этом стабильность коэффициента передачи усилителя не является критичной, так как общий комплексный

коэффициент передачи приемника контролируется перед каждым измерением.

Все преобразования принимаемых сигналов осуществляются цифровой частью. Оцифровке подвергается недетектированный сигнал, имеющий несущую частоту порядка сотен кГц. Объем данных оцифровки получается очень большим и непригодным для передачи по каналу связи в регистрирующее устройство. Так, при оцифровке сигнала одного спинного эха получается около 15 *кбайт* информации. При обычном измерении релаксационной кривой, имеющей 400 сигналов спинного эха, общий объем информации одного измерения составляет около 6 *Мбайт*. Поэтому в приборе производится предварительная обработка данных, призванная уменьшить объем информации, а также произвести унификацию передаваемых данных, чтобы свести к минимуму влияние особенностей конкретной реализации аппаратуры на результат измерения.

Предварительная обработка включает в себя детектирование сигналов и выделение комплексной амплитудной огибающей спинного эха, фильтрацию детектированных сигналов и определение комплексной амплитуды спинного эха, коррекцию полученных результатов измерения на изменение коэффициента передачи и сдвига фазы приемника. В результате предварительной обработки определяется амплитуда спинного эха и формируется массив данных, где амплитуда каждого спинного эха определяет соответствующую точку измеряемой релаксационной кривой.

Объем данных одного измерения, передаваемых по каналу связи в регистрирующее устройство, после предварительной обработки составляет около 2 *кбайт*. Кроме амплитуд спинного эха туда входит информация о форме четырех первых сигналов спинного эха, коэффициенте передачи приемника, об амплитудах радиоимпульсов, о напряжении питания прибора и температуре как внутри прибора, так и в скважине.

Одной из наиболее важных качественных характеристик прибора ЯМК является чувствительность приемника сигналов спинного эха. Отношение сигнал/шум на выходе приемника зависит от уровня полезного сигнала, действующего на входе приемника, уровня шумов зонда и собственных шумов приемника:

$$SNR = \frac{E^2}{N_S^2 + N_A^2},$$

где SNR – общее отношение сигнал/шум приемника; E – электродвижущая сила (ЭДС) полезного сигнала, приведенная ко входу приемника; N_s – ЭДС шумов зонда; N_A – ЭДС шумов усилителя приемника, приведенная ко входу приемника.

Для обеспечения максимальной чувствительности в приемнике используется малошумящий усилитель, а для увеличения уровня полезного сигнала на входе приемника приемную катушку зонда делают многовитковой и настраивают в резонанс с частотой сигнала спинового эха с помощью настроенного конденсатора. Резонансная схема зонда уменьшает также уровень шумов зонда за счет сужения полосы пропускания.

Одноконтурная цепь зонда имеет ряд недостатков. При такой схеме сложно осуществить защиту входных цепей приемника от воздействия мощных радиочастотных импульсов, подаваемых в катушку зонда и необходимых для возбуждения сигналов спинового эха. Коэффициент передачи одноконтурной схемы сильно зависит от добротности контура:

$$K = Q,$$

где K – коэффициент передачи схемы; Q – добротность контура.

Полоса пропускания, а следовательно, и уровень подавления шумов также зависят от добротности контура:

$$\Delta f = f/Q,$$

где Δf – полоса пропускания схемы; f – центральная частота контура.

Длительность переходных процессов в одноконтурной схеме определяется добротностью контура и увеличивается с ее ростом. Большая индуктивность приемной катушки требует приложения большого напряжения радиочастотных импульсов.

В приборе ЯМК применяется двухконтурная схема. Сравнительные амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) одноконтурной и двухконтурной схемы при разных добротностях контура зонда показаны на рис. 1. Двухконтурная схема обладает рядом достоинств. К ним относятся: защита входных цепей приемника, осуществляемая благодаря наличию цепи связи между контуром зонда и контуром приемника; слабая зависимость коэффициента передачи двухконтурной схемы на рабочей частоте от добротностей контуров, которая определяется соотношением емкостей настроенных конденсаторов, что позволяет получить любой коэффициент передачи схемы для любой индуктивности катушки зонда.

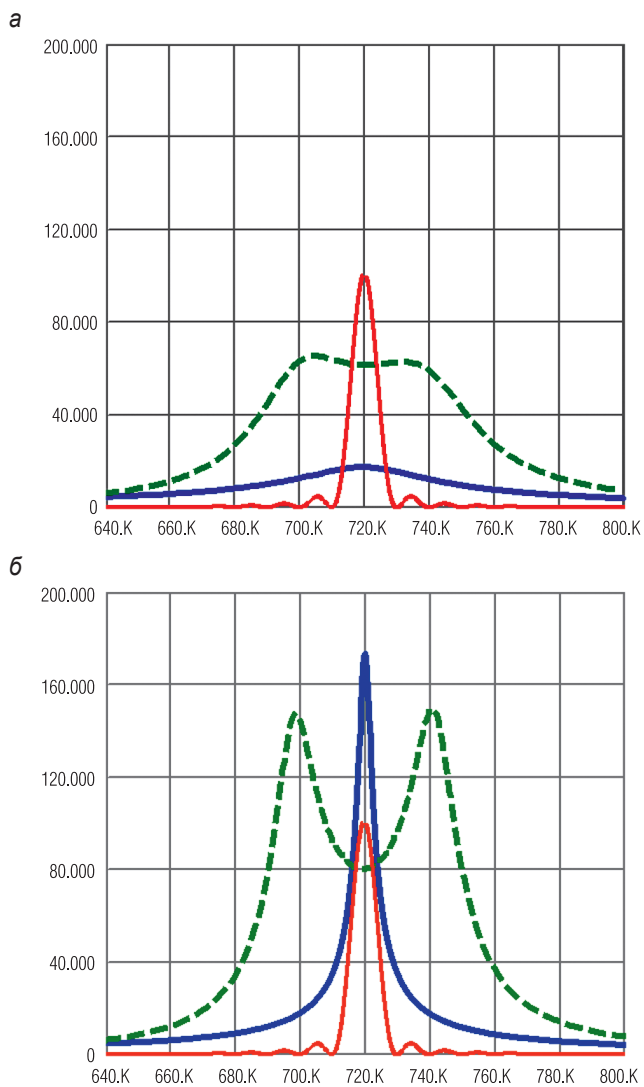


Рис. 1. Спектр спинного эха и АЧХ одноконтурной и двухконтурной схемы при низкой (а) и высокой (б) добротности контура зонда

На длительность переходных процессов в двухконтурной схеме влияют не только добротность контура зонда, но и добротность контура приемника и коэффициент связи между контурами. Подбирая параметры схемы, можно добиться минимальной длительности переходных процессов при сохранении высокого коэффициента передачи схемы во всем диапазоне изменения добротности контура зонда.

По отношению сигнал/шум обе схемы не имеют заметных преимуществ друг перед другом, но двухконтурная схема является более предпочтительной из-за ее большей гибкости и управляемости.

Поскольку двухконтурная входная цепь имеет широкую полосу пропускания, то для выделения полезного сигнала спинового эха на фоне шумов необходимо применение специального узкополосного фильтра. Эта задача решается методами цифровой обработки сигналов. Применение цифровых фильтров позволяет применить любой фильтр (даже нереализуемый в аналоговом виде), который выделял бы полезный сигнал наилучшим образом.

Форма первых пяти сигналов спинового эха показана на рис. 2.

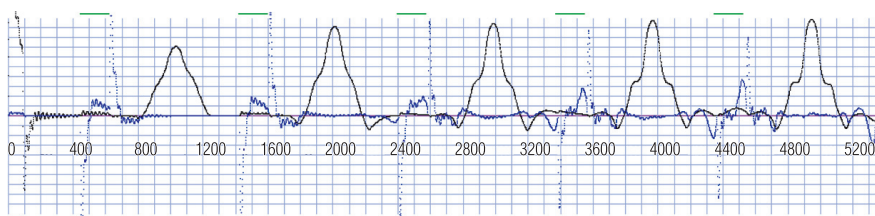


Рис. 2. Форма первых пяти сигналов спинового эха

Идеальным или согласованным является фильтр, передаточная функция которого с точностью до амплитудного множителя и постоянной временной задержки является комплексно сопряженной со спектром сигнала [1]. Если спектр сигнала определяется формулой

$$S(j\omega) = \int x(t)\exp(-j\omega t)dt,$$

то передаточная функция согласованного фильтра будет

$$K(j\omega) = k\exp(-j\omega t_0)S^0(j\omega),$$

где k – амплитудный множитель; $\exp(-j\omega t_0)$ – член, характеризующий постоянную временную задержку t_0 ; S^0 – величина, комплексно сопряженная со спектром сигнала.

При синтезе цифрового фильтра проводился сравнительный анализ эффективности различных аппроксимаций идеального фильтра применительно к сигналам спинного эха. При этом параметрами качества фильтра принимались отношение сигнал/шум и длительность переходного процесса фильтра (далее длительность фильтра) по шкале времени. Чем меньше длительность фильтра, тем меньше минимально достижимое время между сигналами спинного эха. Сравнительные характеристики применения различных фильтров (прямоугольного окна, треугольного окна, окна Гаусса и идеального фильтра) для первого и пятого спинного эха приведены на рис. 3.

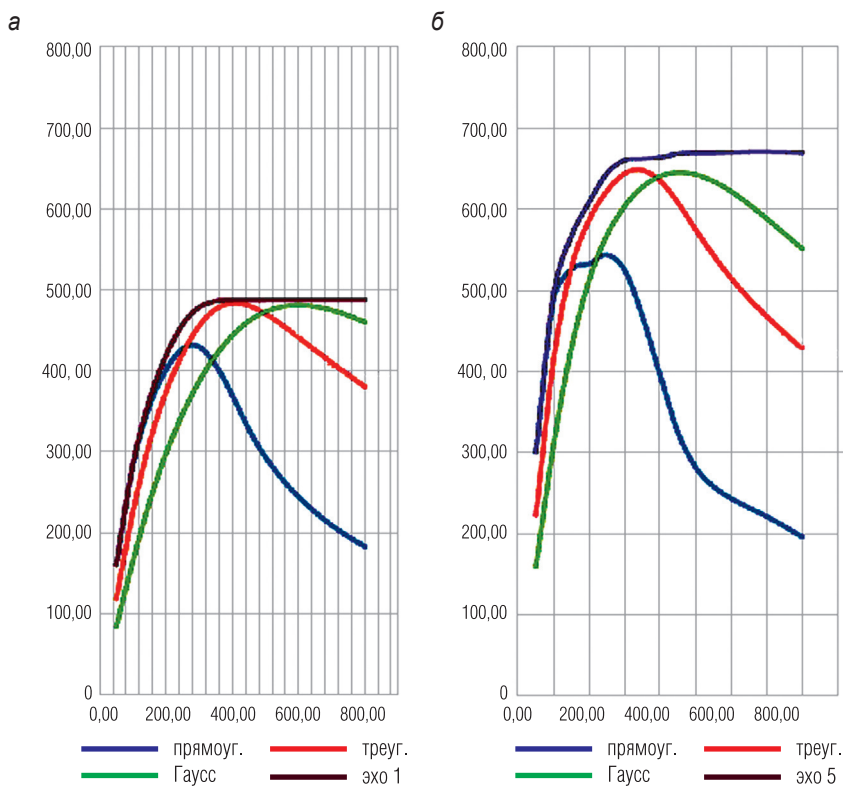


Рис. 3. Отношение сигнал/шум в зависимости от типа и длительности фильтра для первого (а) и пятого (б) спинного эха

Прямоугольное окно дает хорошие результаты только при малых длительностях фильтра, когда обработке подвергается только верхушка спинового эха. Увеличение длительности прямоугольного окна резко снижает его эффективность.

Треугольное окно дает наилучшее приближение к идеальному фильтру.

Окно Гаусса обеспечивает наибольшее подавление помехи вне полосы пропускания, но для выделения сигналов спинового эха его эффективность является недостаточной из-за большой длительности фильтра по времени.

Идеальные фильтры имеют наибольшую эффективность, но только при использовании индивидуального фильтра для каждого спинового эха. Применение “не своего” фильтра заметно снижает эффективность фильтрации.

В результате исследований выяснилось, что сочетанию максимального отношения сигнал/шум и длительности фильтра соответствует аппроксимация идеального фильтра треугольным окном.

Применение аппроксимации идеального фильтра вместо идеального фильтра обусловлено тем, что спектр сигнала спинового эха зависит от многих факторов и меняется даже в одной последовательности. В случае применения идеального фильтра необходимо иметь для каждого сигнала спинового эха свой отдельный согласованный фильтр. Процедура обработки сигнала усложняется, а практический выигрыш получается незначительным.

Треугольное окно является универсальным для всех сигналов спинового эха в одной последовательности. Ухудшение отношения сигнал/шум по сравнению с идеальным фильтром составляет менее 3% и является незначительным. Расчет треугольного окна не требует сложных математических вычислений и может выполняться непосредственно в процессе измерения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васин В. В., Степанов Б. М. Выходные сигналы радиотехнических устройств при оптимальной фильтрации. М.: Изд-во “Энергия”, 1967.

УДК 681.2.088:550.822.3

Ю. Л. Иванов, С. С. Сошин

ИЗМЕРЕНИЕ ВРЕМЕН ПОПЕРЕЧНОЙ РЕЛАКСАЦИИ НА РЕЛАКСОМЕТРЕ “ЭКСПО-КЕРН”. МЕТОДЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРОВ

Рассмотрены вопросы точности измерения времен релаксации на ЯМР-релаксometре, разработанном в ООО “Нефтегазгеофизика”. Представлен материал, характеризующий метрологические характеристики устройства. Описаны эксперименты, пригодные для тестирования аппаратуры подобного класса.

Ключевые слова: ядерно-магнитный резонанс, релаксометрия, поперечная релаксация, спин-спиновая релаксация, исследования керна.

Ориентированные на исследование горных пород ЯМР-релаксометры осуществляют регистрацию сигнала ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) от водородсодержащих флюидов исследуемого образца. Зависимость такого сигнала от времени имеет характер релаксации и, как показано в [4, 8], может быть разложена на совокупность отдельных экспоненциальных релаксаций, каждая из которых обусловлена порами определенного размера. Следовательно, разложение сигнала на слагающие его экспоненты позволяет перейти к распределению пор по размерам, а затем к оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) исследуемого материала. Очевидно, что аппаратура, предназначенная для регистрации такого сигнала ЯМР, должна с достаточной точностью фиксировать его экспоненциальные составляющие во всем диапазоне времен релаксаций, характерном для горных пород. Этот диапазон простирается от десятых долей миллисекунд до нескольких секунд. Времена < 3 мс соответствуют глинам, 3–30 мс – капиллярно-связанной воде, > 30 мс дают эффективную пористость, а порядка 1 с соответствуют кавернам.

В настоящей работе рассмотрена корректность измерения времен релаксации на ЯМР-релаксometре “Экспо-Керн”. Описанные в работе эксперименты могут рассматриваться как необходимые элементы тестирования аналогичной аппаратуры.

Релаксometр “Экспо-Керн” разработан в ООО “Нефтегазгеофизика” и в настоящее время проходит опытную эксплуатацию. Устройство предназначено для регистрации релаксации ядер водорода в образцах

горных пород методом Карра–Парселла–Мейбума–Гилла (КПМГ) и обладает следующими техническими характеристиками:

статическое магнитное поле..... 280 Гс;
рабочая частота..... ≈ 1200 кГц;
температура исследования..... 30–60 °С;
градиент магнитного поля
в зоне исследования 0,4; 10; 20 Гс/см;
минимальная раздвижка (T_E)..... 0,3 мс;
число сигналов эха до 8000;
зона исследования цилиндр ($h = 35$ мм, $\varnothing = 30$ мм).
Внешний вид установки показан на рис. 1.

Метод измерения КПМГ [6, 7] состоит в регистрации последовательности сигналов спинового эха, возбуждаемых когерентной

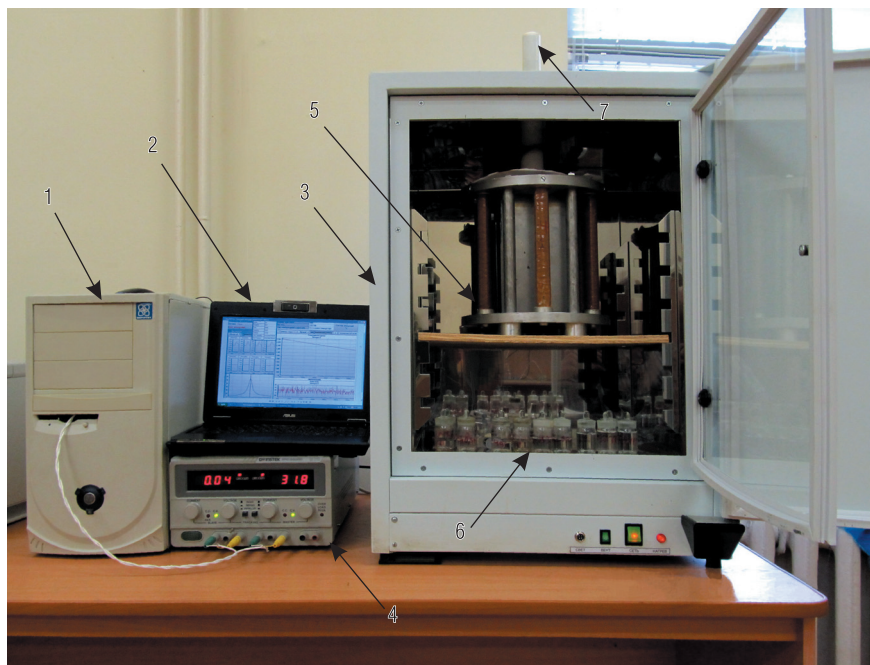


Рис. 1. Релаксометр “Экспо-Керн”, опытный образец: 1 – системный блок; 2 – управляющий компьютер; 3 – термостат; 4 – источник питания генератора; 5 – магнитная система; 6 – отсек термостата для образцов; 7 – кернодержатель

последовательностью радиочастотных импульсов, период следования которых (далее раздвижка) равен T_E . Метод нацелен на измерение поперечной (или спин-спиновой) релаксации. Для однородных веществ в большом объеме этот процесс характеризуется временем T_2 , а зависимость выходного сигнала релаксометра от времени имеет вид

$$s(t) = K \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right), \quad (1)$$

где K – коэффициент, пропорциональный количеству протонов в образце; T_2 – время поперечной релаксации.

Непосредственная оценка погрешностей релаксометра на длинных временах релаксации затруднена из-за проблем с эталонными образцами. Сложно изготовить образцы, имеющие заведомо определенные времена T_2 порядка нескольких секунд. При таких временах даже незначительные примеси парамагнетиков (в том числе кислорода из атмосферы) приводят к существенным изменениям T_2 [1]. Однако прибор можно протестировать косвенным методом, в основе которого лежит измерение T_2 на разных раздвижках T_E . Из теории ядерно-магнитного резонанса следует, что в однородной жидкости время поперечной релаксации T_2 , определенное в эксперименте КПМГ, связано с T_E следующим уравнением [6]:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{bulk}} + \frac{D(\gamma G)^2}{12} T_E^2, \quad (2)$$

где D – коэффициент самодиффузии исследуемого флюида; T_{bulk} – время объемной релаксации; γ – гиромагнитное отношение протонов; G – градиент статического магнитного поля.

Из уравнения (2) следует, что зависимость обратного времени релаксации от квадрата раздвижки должна иметь вид прямой линии, наклон которой определяется коэффициентом самодиффузии исследуемого вещества и градиентом статического поля. На основе этого уравнения может быть построена методика аттестации релаксометров, основанная на измерении зависимости T_2 от раздвижки T_E в градиентном поле на образцах различных жидкостей с разной, но известной диффузией. Совокупность полученных таким образом данных можно рассматривать как нелинейную регрессию между T_2 и квадратом T_E при известных значениях D . Коррелируемыми величинами будут T_{bulk} , свои для каждой из жидкостей, и градиент G , значение которо-

го определяется только геометрией магнитной системы прибора и, следовательно, должно быть одинаковым для всех образцов. Статистическая обработка результатов методами регрессионного анализа позволяет определить T_{bulk} и G , а также их погрешности. Разброс T_2 вокруг значений, предсказываемых уравнением (2), даст оценку повторяемости измерений.

Отметим, что описанный эксперимент является не столько методом оценки ошибок аппаратуры, сколько представляет собой достаточно широкий тест аппаратуры на соответствие измеряемых значений физической сути явления поперечной релаксации в ЯМР. Это следует из уравнения (2), объединяющего в себе как свойства исследуемого материала, так и инструментальные характеристики испытываемой аппаратуры.

Экспериментальные данные, полученные на релаксметре “Экспо-Керн”, по зависимости измеренного времени релаксации от раздвижки приведены на рис. 2. Исследования проводились на трех веществах: бензоле, н-гексане и толуоле, которые обладают длинными временами поперечной релаксации и существенно отличаются друг от друга по самодиффузии. Экспериментальные данные для каждого из образцов регистрировались в два этапа с промежутком в 20 дней. Статистическая обработка всей совокупности полученных значений T_2 дала следующие результаты (табл. 1).

Таблица 1

Результаты эксперимента по определению G и T_{bulk}

Вещество	Время T_{bulk} , с	Градиент G , Гс/см	СКО T_2 , мс
Толуол ($C_6H_5-CH_3$)	2,8	$0,40 \pm 0,02$	± 2
Н-гексан (C_6H_{14})	2,9	$0,40 \pm 0,01$	± 2
Бензол (C_6H_6)	4,0	$0,40 \pm 0,03$	± 3

Все среднеквадратичные отклонения (СКО) в табл. 1 определены с уровнем доверительной вероятности 95%. Высокая точность определения градиента указывает на корректность проведенных экспериментов и, соответственно, на корректность работы аппаратуры. Действительно, если бы рассчитанный градиент имел высокую погрешность, то это указывало бы на несовместность измерений,

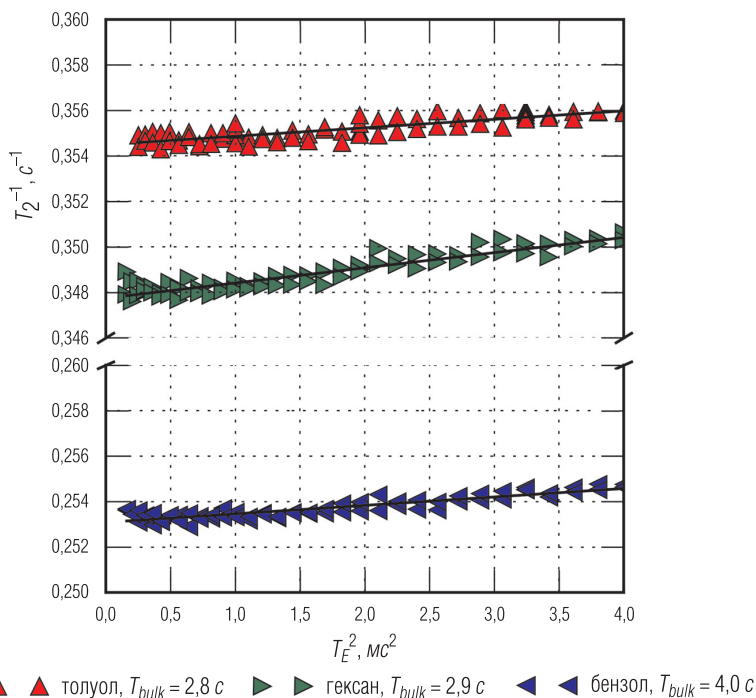


Рис. 2. Зависимость обратного времени релаксации (T_2) от квадрата раздвижки (T_E). T_{bulk} – время объемной релаксации. Треугольники – экспериментальные данные; сплошные линии – линейные приближения экспериментальных данных. Измерения проведены при 30 °С

выполненных на веществах с разной диффузией, а следовательно, на дефект измерительной системы. Среднее квадратичное отклонение измеренных времен T_2 не превышает $\pm 3 \text{ мс}$, что указывает на хорошую повторяемость экспериментов. Таким образом, времена T_2 , принадлежащие к длинной части спектра, оказываются охваченными разработанным релаксόμεтром.

Для оценки работоспособности аппаратуры на коротких временах использовалась серия водных растворов, содержащих парамагнитные ионы. Изменяя концентрацию таких ионов, несложно получить ряд растворов, времена релаксации которых соотносятся в заранее определенной пропорции [1–3, 5]. Если время релаксации раствора

существенно меньше времени релаксации чистой жидкости, то при фиксированной температуре для двух растворов A и B одноименных ионов справедливо соотношение

$$C_A T_{2A} = C_B T_{2B}, \quad (3)$$

где C_A и C_B – молярные концентрации парамагнитных ионов; T_{2A} и T_{2B} – времена поперечной релаксации для растворов A и B соответственно. Выражение (3) справедливо в широких пределах концентраций. Из уравнения (1) с учетом уравнения (3) следует, что поперечная релаксация раствора с концентрацией C_A описывается уравнением

$$s(t) = K \exp\left(-\frac{t}{T_{2B}} \frac{C_A}{C_B}\right), \quad (4)$$

при выводе которого сделано предположение об одинаковом значении K во всех исследуемых образцах. При такой форме записи раствор B можно рассматривать как опорный. Уравнение (4) позволяет построить методику аттестации релаксометров, в основе которой лежит измерение релаксационных кривых в растворах разной концентрации, один из которых принят за опорный. Статистически результаты такого испытания можно рассматривать как нелинейную регрессию (с параметрами K и T_{2B}) между сигналом $s(t)$ и величиной tC_A/C_B . Методы регрессионного анализа позволяют рассчитать из этой зависимости как времена релаксации каждого из растворов (равны $T_{2B}C_B/C_A$), так и погрешности их определения.

В настоящем исследовании на раздвижке (T_E) 0,35 мс были проведены измерения трех водных растворов $MnCl_2$, в которых молярные концентрации ионов Mn^{++} составляли $9,1 \cdot 10^{-2}$; $9,1 \cdot 10^{-3}$ и $9,1 \cdot 10^{-4}$ моль/л. Результаты измерений приведены на рис. 3.

Статистическая обработка данных для трех исследованных растворов дала следующие результаты (табл. 2).

Таблица 2

Значения времени T_2 для растворов $MnCl_2$ различной концентрации

Концентрация C , моль/л	Время T_2 , мс
$9,1 \cdot 10^{-2}$	$30,00 \pm 0,04$
$9,1 \cdot 10^{-3}$	$3,00 \pm 0,05$
$9,1 \cdot 10^{-4}$	$0,30 \pm 0,16$

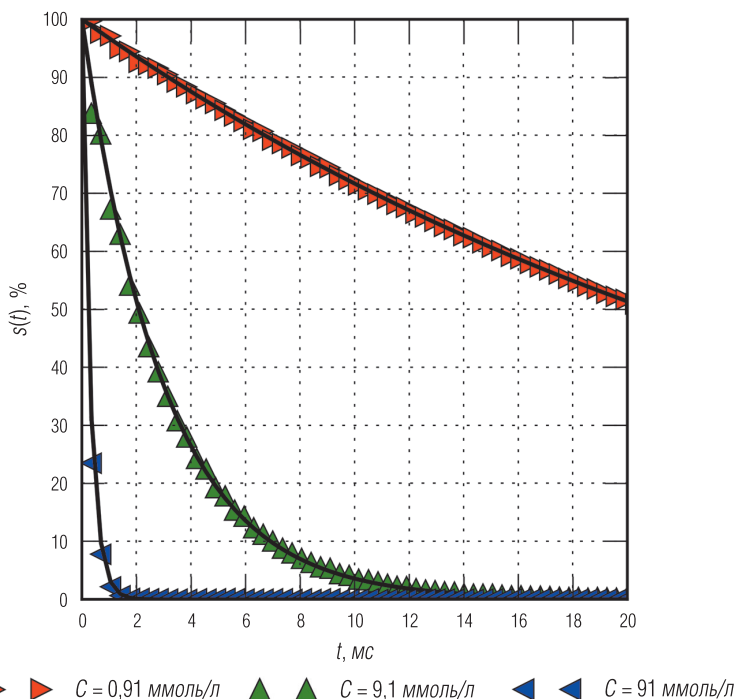


Рис. 3. Релаксационные кривые для растворов MnCl_2 в воде ($T_E = 0,35 \text{ мс}$): $s(t)$ – сигнал в процентах от амплитуды K (формула (4)); t – время; C – молярные концентрации растворов. Треугольники – экспериментальные точки, сплошные линии – уравнения регрессии. Измерения проведены при 30°C

Указанные погрешности определены по уровню доверительной вероятности 95%. Из полученных результатов видно, что аппаратура позволяет регистрировать релаксации с короткими временами вплоть до $T_2 \sim 0,3 \text{ мс}$. Относительно большая погрешность для раствора $9,1 \cdot 10^{-2} \text{ моль/л}$ обусловлена в первую очередь малым числом точек со значимой амплитудой на коротком T_2 (рис. 3), что приводит к большому значению коэффициента Стьюдента, определяющего доверительный интервал.

Таким образом, совокупность статистических данных, полученных в экспериментах на различных образцах, показала, что релаксметр “Экспо-Керн” корректно измеряет времена поперечной релаксации

T_2 в диапазоне от $\sim 0,3$ до ~ 1000 мс. Регистрируемые установкой зависимости хорошо согласуются с расчетами по теории ЯМР.

Описанные в работе эксперименты могут быть рекомендованы к применению в качестве тестов аналогичной аппаратуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абрагам А.* Ядерный магнетизм. М.: Изд. иностранной литературы, 1963. С. 302–307.
2. *Аксельрод С. М., Неретин В. Д.* Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. М.: Недра, 1990. С. 69.
3. *Лёше А.* Ядерная индукция. М.: Изд. иностранной литературы, 1963. С. 307.
4. *Мурцовкин В. А.* Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерного магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
5. *Чижик В. И.* Ядерная магнитная релаксация. СПб.: Изд. Санкт-Петербургского университета, 2004. С. 241.
6. *Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A.* Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. New York: Pergamon, 2002. P. 26–94.
7. *Meiboom S., Gill D.* Modified SpinEcho Method for Measuring Nuclear Relaxation Times // Rev. Sci. Instrum. 1958. № 29. P. 688.
8. *Straley C., Rossinia D., Vinegarb H. et al.* Core Analysis by Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. Vol. 38. № 2. P. 84–94.

УДК 621.317:550.832

С. Р. Усманов

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ПОКАЗАНИЙ ДАТЧИКОВ ЛИНЕЙНОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ РАБОТЫ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ДО 250 °С

Представлены результаты исследования датчиков токовихревого, резистивного и индукционного типов для использования в скважинной аппаратуре, эксплуатирующейся при температуре до 250 °С.

Ключевые слова: скважина, датчик перемещения, каверномер, профилемер, высокая температура.

Датчики перемещения работают в весьма специфических условиях, связанных с широким диапазоном температур бурового раствора, находящегося под давлением до 200 МПа. Ниже приведены результаты исследований трех видов датчиков линейного перемещения различного принципа действия: токовых, резистивного и индукционного.

Исследование выполнялось при разработке скважинных приборов на рабочую температуру до 250 °С, предназначавшихся для сервисных услуг фирме ОАО “Газпромнефтегазгеофизика”.

Электромагнитный токовый датчик перемещений

Принцип действия датчика токового типа (рис. 1, а) основан на перемещении экранирующей трубки 2 вдоль оси катушки индуктивности 1, вследствие чего происходит изменение индуктивности катушки. Изменение индуктивности влечет за собой изменение выходного сигнала датчика. На рис. 2 графически показана зависимость выходного напряжения от величины перемещения экранирующей трубки. Нелинейность связи этих параметров составила менее 1% в диапазоне перемещения экранирующей трубки от 5 до 25 мм. Такой диапазон характерен для выпускаемых серийно каверномеров и профилемеров.

На катушку L (рис. 1, б), соединенную последовательно с резистором R , подается переменное напряжение 10 В с частотой 10 кГц от генератора ГЗ-109. Сигнал снимается с измерительной катушки вольтметром Escort EDM-3150.

Испытывались 4 датчика, изготовленных в ООО “Нефтегазгеофизика”. Величины индуктивности имеют разброс при одном и том же количестве витков и в процессе испытаний не выравнивались. Датчики нагревались ступенчато до 250 °С, через 20 °С. На каждой ступени датчик прогревался 20 мин, а затем снимались показания.

Измерения выполнялись при трех фиксированных положениях экранирующей трубки 2 относительно правого края катушки индуктивности 1 (рис. 1, а) – 5, 15, 25 мм. Во всех трех положениях проводилось несколько температурных циклов. На рис. 3 приведены температурные зависимости четырех датчиков одного цикла прогрева при различных положениях экранирующей трубки.

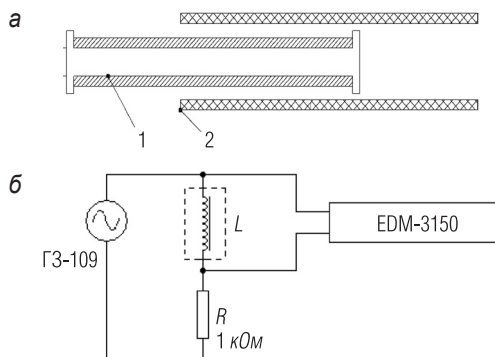


Рис. 1. Конструкция (а) и схема подключения (б) датчика токовихревого типа

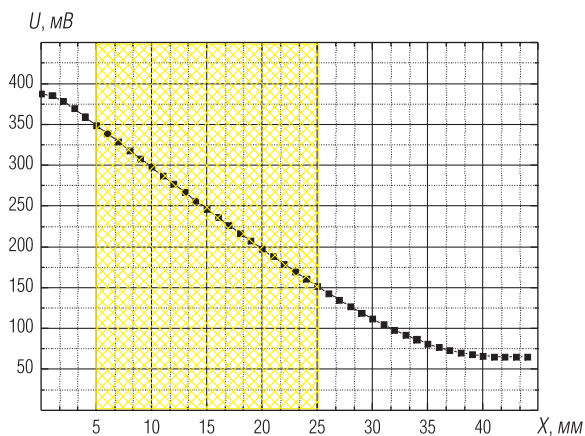


Рис. 2. Зависимость изменения напряжения от перемещения на датчике токовихревого типа с выделенным линейным участком

Характерная особенность всех полученных зависимостей состоит в линейном увеличении показаний датчиков с ростом температуры. Это позволяет исключить температурную зависимость измеряемого сигнала одним из трех методов:

- 1) введением температурной поправки при наличии соответствующего датчика температуры в приборе;

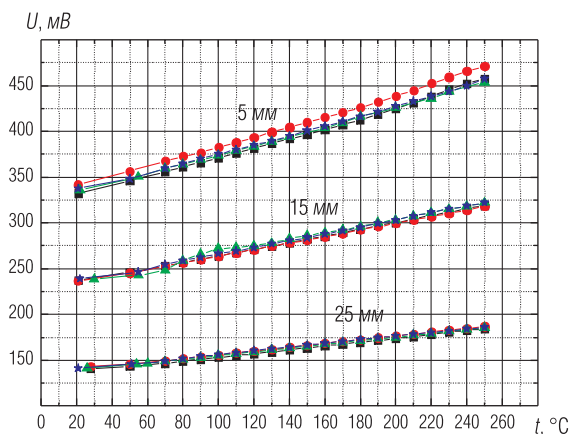


Рис. 3. Семейство зависимостей измеряемого сигнала четырех датчиков токовихревого типа от температуры при различной степени перекрытия (5, 15, 25 мм) медной трубкой

- 2) добавлением в прибор аналогичного датчика с фиксированным перекрытием, например 15 мм. Тогда независимая от температуры измеряемая величина (U) будет определяться по формуле

$$U = U(t) \cdot k,$$

где $U(t)$ — измеренное напряжение от датчика, связанного с рычагами прибора;

$$k = U_{\text{доп}}(t_0)/U_{\text{доп}}(t),$$

где $U_{\text{доп}}(t_0)$ — напряжение на дополнительном датчике при температуре калибровки прибора; $U_{\text{доп}}(t)$ — текущее значение напряжения на дополнительном датчике;

- 3) использованием отношения напряжений на катушке L и резисторе R , если есть гарантия отсутствия зависимости резистора от температуры, например размещением его в сосуде Дьюара.

Для всех испытанных датчиков также характерно повышение стабильности показаний после нескольких циклов прогрева до рабочей температуры или с превышением на 10–15 °С.

Основными достоинствами такого датчика являются низкая стоимость и простота изготовления. Данный тип датчика обладает хоро-

шей линейностью и величиной приращения выходного напряжения к величине перемещения экранирующей трубки, а также возможностью его использования при температуре выше 250 °С.

Резистивный датчик фирмы “Гириконд”

Датчик является преобразователем напряжения или потенциометром. Напряжение на выходе потенциометра изменяется от 0 до 100% от напряжения на входе, являясь функцией линейного перемещения подвижного контакта. Производителем данного датчика является ООО НИИ “Гириконд”.

Функциональные характеристики потенциометров на основе проводящих пластмасс определяются формой резистивной дорожки, а также формой и расположением электродов. Зависимость “перемещение–напряжение” в прецизионных потенциометрах выдерживается с высокой точностью, например, для линейной характеристики отклонение выходного напряжения от расчетного составляет не более $\pm 0,75\%$ в любой точке.

Прецизионные потенциометры на основе проводящих пластмасс отличаются высокой стабильностью, долговечностью (10×10^6 циклов), высокой скоростью работы, стойкостью к воздействию механических, климатических и других факторов. Недостатком такого типа датчиков является наличие механического контакта.

Конструктивно датчик (рис. 4) включает в себя две дорожки и токосъемник, перемещающийся по этим дорожкам одновременно. Первая дорожка (выводы 1, 3) высокоомная – к ней прикладывается напряжение. Вторая дорожка (вывод 2) низкоомная – позволяет снять напряжение с токосъемника без подвижных проводов. Диапазон рабочих температур, гарантированных заводом-изготовителем, от –60 до +140 °С.

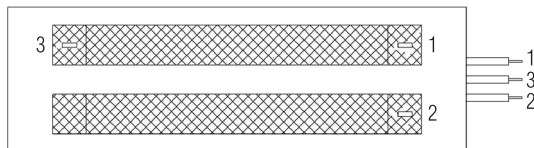


Рис. 4. Конструкция датчика резистивного типа

Испытания в негарантированных режимах проводились по следующей методике: медленный нагрев до 250 °С, двухчасовая выдержка, медленное охлаждение до 20 °С. В ходе измерений фиксировалось сопротивление высокоомной дорожки, напряжение между выводами 2 и 3; токосъемник при проведении испытаний был жестко закреплен в середине проводящих дорожек. Также проверялась линейность датчика до и после прогрева.

В ходе испытаний было выявлено существенное изменение сопротивления высокоомной дорожки при первых двух циклах прогрева (рис. 5). При первом прогреве и выдержке сопротивление изменяется по кривой 1, при охлаждении – по линии 2, второй нагрев – по линии 2, второе охлаждение – по линии 3 и т. д.

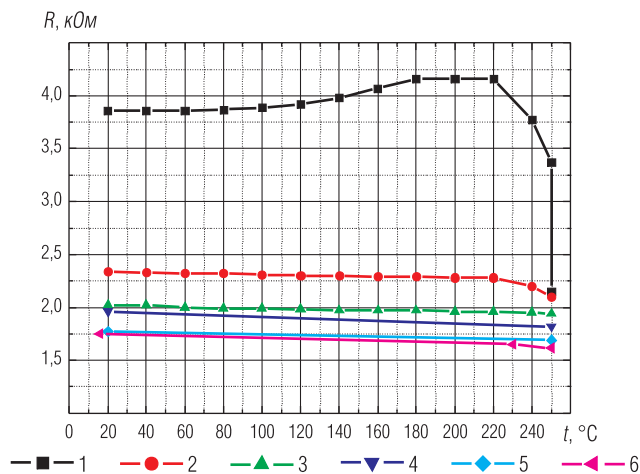


Рис. 5. Зависимость сопротивления высокоомной дорожки резистивного датчика от температуры за шесть циклов прогрева

После трех-четырёх циклов нагрева – охлаждения сопротивление начинает изменяться практически по одной и той же линии. Величина напряжения на токосъемнике не изменялась. Это говорит о том, что соотношение делителя напряжения в измерительной схеме не изменялось. Линейность характеристики преобразования сохраняется прежней. Другими словами, изменение сопротивления датчика происходит равномерно по всей его длине.

Проведенные испытания подтвердили возможность использования резистивного датчика до 250°C после проведения его “термотренировки” для стабилизации показаний.

Электромагнитный датчик индукционного типа

Электромагнитный датчик индукционного типа (рис. 6) содержит цилиндрический каркас 1, на поверхности которого расположена внешняя обмотка возбуждения 2, и определенное количество цилиндрических сердечников 3 с измерительными обмотками. Сердечники кинематически связаны с измерительными рычагами. Каркас и сердечники выполнены из немагнитного материала. Такой тип датчиков интересен тем, что в небольших габаритах можно разместить достаточно большое количество сердечников с измерительными обмотками, что очень важно при создании многорычажных профилемеров.

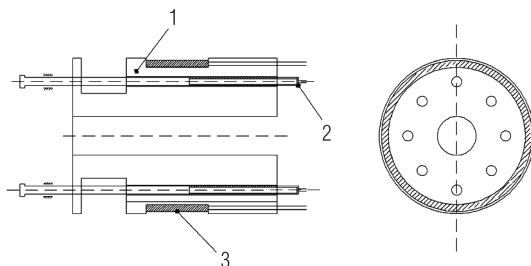


Рис. 6. Конструкция датчика индукционного типа

В первую очередь необходимо было выяснить взаимное влияние каналов друг на друга при различном положении сердечников с измерительными катушками, а также уровень сигналов и характер кривой температурной зависимости.

На возбуждающую катушку подавалось переменное напряжение 5 В с частотой 5 кГц с помощью генератора сигналов низкой частоты. При этом сигнал с измерительных катушек усиливается, преобразуется в постоянное напряжение и измеряется цифровым вольтметром Escort EDM-3150. Уровень измерительных сигналов изменяется от 150 мВ при выдвинутом сердечнике и до 1000 мВ при полностью вдвинутом сердечнике.

Взаимное влияние проверялось путем измерения напряжения на катушке одного из измерительных датчиков при минимальном, среднем и полностью вдвинутом сердечнике, а остальные сердечники с катушками устанавливались в различные положения, катушки шунтировались сопротивлением 1 кОм .

Взаимного влияния каналов в пределах погрешности измерения ($0,5\text{--}1\%$ при минимальном сигнале) не было обнаружено.

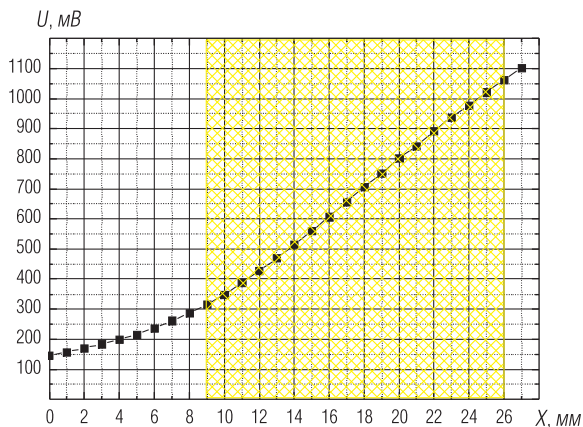


Рис. 7. Изменение напряжения в зависимости от перемещения сердечника датчика индукционного типа

Далее был произведен прогрев измерительной системы до $175\text{ }^{\circ}\text{C}$. Нагрев производился ступенчато с выдержкой при каждой температуре не менее 20 мин . Измерения фиксировались при $20, 100, 120, 150$ и $175\text{ }^{\circ}\text{C}$. Далее после остывания снова производились измерения при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Было произведено несколько прогревов с различными положениями измерительной катушки. Графические зависимости приведены на рис. 8.

По данным прогревов показания датчика изменяются в зависимости от температуры и положения датчика линейно в пределах $20\text{--}100\text{ мВ}$. Относительное изменение показаний от температуры (приведенное к температуре калибровки прибора) постоянно и составляет примерно 10% . Данные зависимости можно использовать для введения температурной поправки для датчиков перемещения. Если в измерительную

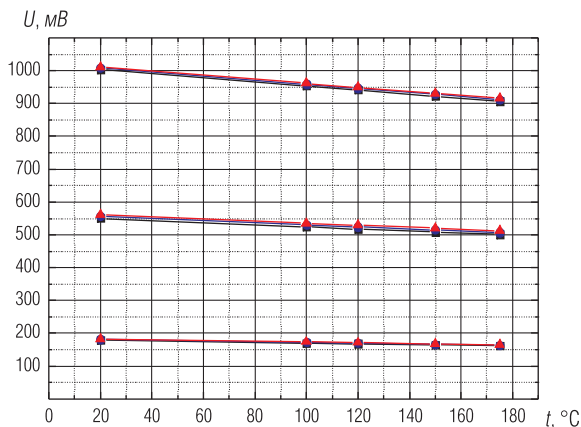


Рис. 8. Семейство зависимостей измеряемого сигнала трех датчиков индукционного типа от температуры в различных положениях измерительной катушки

систему ввести один датчик, находящийся в покое, и вычислить его коэффициент изменения от температуры K , можно автоматически корректировать значения остальных измерительных датчиков, умножая значения их показаний на коэффициент K .

$$U_{\text{ист}} = U_{\text{изм}} \cdot K,$$

где $K = U_{\text{кал}}/U_t$; $U_{\text{ист}}$ – истинное значение датчика перемещения (при калибровке); $U_{\text{изм}}$ – измеренное значение датчиков перемещения; $U_{\text{кал}}$, U_t – значения поправочного датчика во время калибровки и во время измерений соответственно.

Выводы

В ходе исследований трех типов датчиков установлена возможность их применения в скважинных приборах до температур 200–250 °С. Перед использованием в изделии все три типа датчиков требуют проведения “термотренировки” для стабилизации их характеристик.

Датчик резистивного типа обладает хорошей линейностью и слабой зависимостью от температуры, однако наличие механического контакта делает его сравнительно крупногабаритным, поэтому сфера его применения ограничена 4- и 6-рычажными профилемерами при

диаметре приборов 76 мм. Датчики токовых и индукционного типов требуют корректировки показаний в зависимости от температуры. Датчики индукционного типа могут применяться в рычажных профиломерах. Электромагнитный токовый датчик линейных перемещений может применяться в скважинных приборах с рабочей температурой до 250 °С и выше.

УДК 550.8.088

Н. Г. Козыряцкий

ИСТОЧНИКИ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Оценены диапазоны значений погрешностей инклинометрических исследований, предложены меры по снижению этих погрешностей.

Ключевые слова: скважина, инклинометрия, погрешности, калибровка инклинометров.

Основным источником информации о пространственном положении оси ствола скважины (в дальнейшем – оси скважины) являются инклинометрические исследования (инклинометрия). Конечная цель этих исследований – получение декартовых координат оси скважины и информации об участках ее оси, имеющих неприемлемые значения интенсивностей искривления, затрудняющих или делающих невозможным выполнение определенных технических задач при строительстве скважин, например спуск обсадной колонны, постановку фильтров и пр.

Точное определение координат точек оси ствола скважины имеет важное практическое значение при геометризации месторождения, определении мощности и интервала залегания продуктивного пласта с целью более точной его геологической привязки, для точного определения разрыва сплошности пласта и для решения других маркшейдерских и горно-технических задач.

Принципиальная важность знания фактического пространственного положения ствола скважины обусловлена большой дороговизной

глубокого бурения и существенными экономическими затратами, связанными с ликвидацией различного рода аварий, вызванных некачественными инклинометрическими исследованиями, и необходимостью перебурирования стволов скважин.

Точное соблюдение заданных пределов отклонения стволов наклонно направленных скважин или скважин с естественным искривлением особенно важно при следующих обстоятельствах:

- существование жестких условий раздела участков месторождения;
- необходимость предотвращения пересечения стволов скважин;
- осуществление проводки разгрузочной или специальной технологической скважины вблизи ствола аварийной скважины (например, для осуществления подземного взрыва, закачки реагентов);
- проводка горизонтальных стволов в пластах малой мощности.

Инклинометрическим исследованиям свойственен целый ряд погрешностей, которые в рамках данной статьи целесообразно разделить на три класса:

- инструментальные, называемые также аппаратными;
- технологические;
- погрешности обработки результатов измерений.

Предложенное разделение погрешностей по классам и названия классов вводятся только в рамках данной статьи и не претендуют на безусловные, а служат для понимания их источников.

Ниже рассмотрены источники названных погрешностей и проведена их количественная оценка.

Инструментальные погрешности

К инструментальным погрешностям относятся погрешности, свойственные собственно инклинометру как средству измерения.

Источники этого вида погрешностей для широкой номенклатуры инклинометров достаточно подробно исследованы и описаны в научно-технической литературе и в фондовых материалах, поэтому их подробное описание и анализ здесь не приводятся. Для примера достаточно назвать некоторые из этих источников, общие для разных типов инклинометров:

- трение в узлах вращения ориентирующих рамок (платформ) и собственно датчиков углов (например, в синус-косинусных вра-

шающихся трансформаторах, гироскопических и маятниковых подвесах и др.);

- курсовые уходы гироскопов;
- погрешности ориентации блоков датчиков относительно оси охранный кожух инклинометра, чаще всего встречающиеся, когда калибруются только датчики инклинометра, а в собранном виде инклинометр не калибруется;
- погрешности, связанные с инерционностью акселерометров;
- гистерезисные явления в феррозондах;
- температурные погрешности и др.

Здесь следует обратить внимание на составляющую инструментальной погрешности, вносимую при калибровке инклинометра. В соответствии с [11, 15] границы погрешности инклинометра при калибровке необходимо определять по формуле

$$\Delta(\alpha)_{\text{сум}} = \sqrt{[\Delta(\alpha)_{\text{инкл}}]^2 + \Delta(\alpha)_{\text{калибр.уст}}^2}, \quad (1)$$

где $\Delta(\alpha)_{\text{сум}}$ – суммарная погрешность инклинометра при измерении угла α по результатам калибровки с учетом погрешности применяемой калибровочной установки; $\Delta(\alpha)_{\text{инкл}}$ – собственная погрешность инклинометра при измерении угла α по результатам калибровки без учета погрешности калибровочной установки; $\Delta(\alpha)_{\text{калибр.уст}}$ – погрешность применяемой калибровочной установки при воспроизведении угла α .

Формула (1) записана в предположении, что погрешности калибруемого инклинометра и калибровочной установки – чисто случайные.

На практике погрешность калибровочной установки зачастую игнорируется по причине ее кажущейся несущественности по сравнению с погрешностью испытываемого инклинометра. Такая ситуация имела место 15–20 лет тому назад, когда погрешности измерения инклинометрами были на порядок больше погрешностей калибровочных установок. При таком соотношении между погрешностями инклинометров и калибровочных установок вносимая последними погрешность находилась в пределах $\pm (0,5-3,0)\%$, что считалось приемлемым.

Современные же инклинометры стали существенно точнее, точнее стали и калибровочные установки, но не в такой мере, как инклинометры (справедливо утверждение, что “существующие метрологические установки пространственной ориентации находятся в пограничном состоянии по требованиям точности к современной инклинометрии

ческой аппаратуре” [3]). Вносимые калибровочными установками погрешности уменьшились и стали сопоставимы с погрешностями самих инклинометров, что требует их обязательного учета в составе погрешности инклинометра.

При этом следует иметь в виду, что чаще всего для калибровочных установок декларируются так называемые “погрешности шкал” (погрешности до монтажа установки), но не указываются погрешности установки начала шкал (например, по азимуту – на север), погрешности, вызванные негоризонтальностью плоскости вращения зажимных приспособлений при задании различных значений углов, а также вызванные нарушением ортогональности основных осей вращения калибровочной установки, погрешности, обусловленные кратковременными и долгопериодическими вариациями и неоднородностью магнитного поля Земли в зоне калибровки инклинометра, и целый ряд других погрешностей. Их совместное воздействие существенным образом увеличивает вносимую погрешность, которая может даже превышать погрешность инклинометра.

Запись в протоколе калибровки инклинометра о том, что при калибровке получены нулевые погрешности инклинометра, не должна вводить в заблуждение – там обязательно присутствуют погрешности калибровки.

Технологические погрешности

Измерения углов искривления оси ствола скважины и их последующая обработка осуществляются в предположении, что ось скважинного прибора если и не совпадает с осью ствола скважины, то, по крайней мере, ей параллельна, а “геометрический центр” блока датчиков в максимальной степени совпадает с точкой записи данных инклинометрии по глубине скважины.

К сожалению, в силу различных причин эта идеализированная модель измерений не совпадает с реальными условиями исследований – на прямолинейных, но имеющих отклонение от вертикали, участках ствола скважины ось свободно висящего (не лежащего на стенке скважины) инклинометра практически всегда не совпадает с осью скважины. Для участков скважины, ось которой имеет значительные интенсивности искривления, что в связи с бурным развитием горизонтального бурения встречается достаточно часто, разным

точкам скважинного прибора по его длине будут соответствовать существенно разные значения углов оси ствола скважины.

Строго говоря, инклинометр измеряет не углы скважины, а свое “собственное” пространственное положение, не всегда совпадающее с положением оси скважины в пространстве.

В качестве примера на рис. 1, *a* представлена идеализированная ситуация, когда скважинный прибор инклинометра отклоняется от оси прямолинейного участка ствола скважины в максимально возможной степени, соприкасаясь разноименными концами противоположных стенок скважины. Как видим, измеренный инклинометром зенитный угол скважины $\theta_{\text{изм}}$ отличается от действительного зенитного угла скважины θ_d на величину γ , определяемую из выражения

$$\gamma = \theta_d - \theta_{\text{изм}}. \quad (2)$$

Угол γ и есть максимальная погрешность измерения угла (в рассматриваемом случае – зенитного), вызванная несоосностью скважинного прибора инклинометра и ствола скважины.

Очевидно, что значение угла γ определяется соотношениями между диаметрами ствола скважины D и охранного кожуха инклинометра d , а также длиной скважинного прибора s .

Количественное значение угла γ можно определить на основе несложных тригонометрических построений, из которых вытекает следующее выражение:

$$\gamma = \arccos \frac{b + a\sqrt{1 + a^2 - b^2}}{1 + a^2}, \quad (3)$$

где параметр a характеризует отношение длины скважинного прибора s к диаметру охранного кожуха d инклинометра:

$$a = s/d, \quad (4)$$

а параметр b характеризует отношение диаметров скважины D и охранного кожуха d инклинометра:

$$b = D/d. \quad (5)$$

Реальные значения параметра a находятся в диапазоне от 20 до 70, а параметра b – в пределах от 1,1 (рудно-угольные скважины) до 6,5 (нефтегазоразведочные скважины).

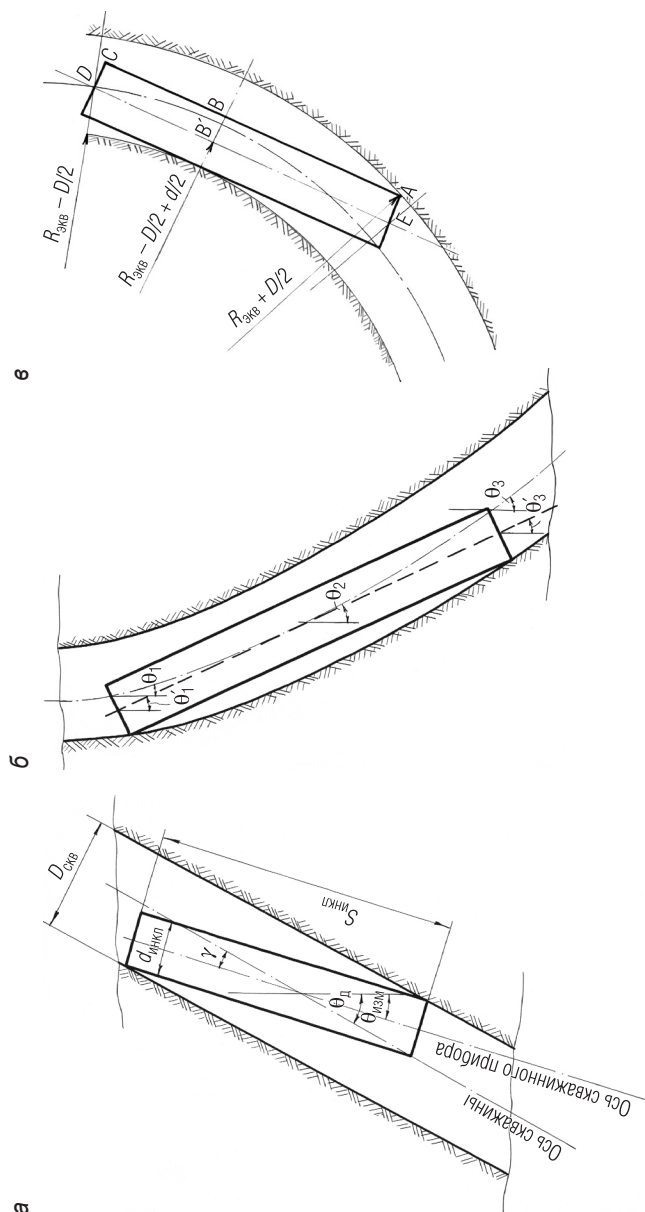


Рис. 1. Расположение скважинного прибора: а – несоосное расположение скважинного прибора и ствола скважины; б – расположение в скважине с большой интенсивностью искривления; в – произвольное расположение в скважине с большой интенсивностью искривления

В табл. 1 приведены значения угла γ , рассчитанные для приведенных выше значений параметров a и b , на рис. 2 – зависимости угла γ от параметра a для различных значений параметра b , на рис. 3 – зависимости угла γ от параметра b для различных значений параметра a .

Таблица 1

Значения угла γ для различных значений параметров a и b

Значения параметра a	Значение угла γ , град					
	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
20	2,87	5,75	8,66	11,60	14,57	17,60
30	1,91	3,83	5,75	7,68	9,62	11,58
40	1,43	2,87	4,31	5,75	7,19	8,64
50	1,15	2,29	3,44	4,59	5,75	6,90
60	0,96	1,91	2,87	3,83	4,78	5,74
70	0,82	1,64	2,46	3,28	4,10	4,92

Из табл. 1 и рис. 2, 3 следует, что угол γ , то есть погрешность, вызванная несоосностью скважинного прибора и ствола скважины, может достигать больших значений, особенно при малых значениях параметра a , то есть при малой длине скважинного прибора, и при больших значениях параметра b , то есть при больших диаметрах скважины.

При этом следует иметь в виду, что рассматриваемые погрешности по природе своей являются систематическими, то есть обладают свойством накапливаться, что приводит к накоплению погрешностей расчета координат точек скважины и увеличению так называемых эллипсов рассеяния координат.

Из проведенного анализа следует также, что для снижения рассматриваемых погрешностей нужно увеличивать длину скважинного прибора s , например, за счет снабжения охрannого кожуха инклинометра удлинителем. Однако эта мера целесообразна до определенных значений параметра a , так как угол γ ощутимо уменьшается при увеличении параметра a до значений порядка 40–50, дальнейшее увеличение длины охрannого кожуха существенного выигрыша не дает.

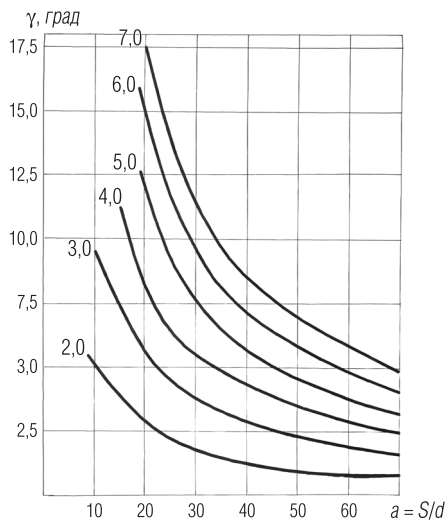


Рис. 2. Зависимости угла γ от параметра a для различных значений параметра b

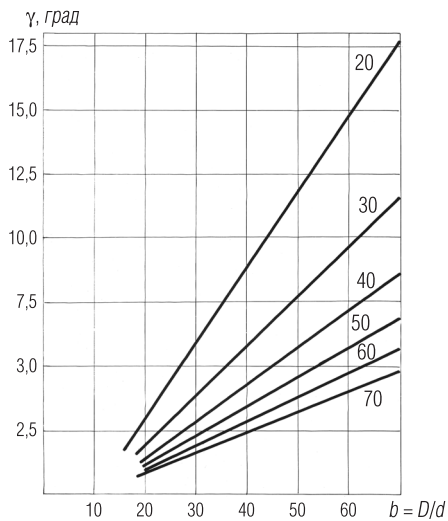


Рис. 3. Зависимости угла γ от параметра b для различных значений параметра a

К тому же следует иметь в виду, что длина охрannого кожуха ограничивается возможностью обеспечения его прямолинейности и проходимостью скважинного прибора при малых значениях диаметров скважин и больших интенсивностях искривления.

Применение для скважинных исследований длинных сборок, в которых инклинометр, как правило, всегда является концевым прибором, ситуацию не улучшает – длинные сборки компонуются с несколькими шарнирными (карданными) устройствами, поэтому длина жестких участков сборок не обеспечивает существенного снижения рассматриваемых погрешностей. Кроме того, прямолинейность сборок или другими словами соосность скважинных приборов в сборках – параметр, не подлежащий контролю, равно как не подлежит контролю и степень искривления (непрямолинейности) охранных кожухов по их длине.

Можно говорить о том, что в длинных сборках положением инклинометра в пространстве “управляет” не только гравитационное поле Земли, но и сборка скважинных приборов, что в последнем случае чаще всего непредсказуемо.

Разнообразие и необычность источников рассмотренных погрешностей можно продемонстрировать еще одним примером. Иногда неправильная заделка грузонесущего кабеля в кабельный наконечник приводит к потере соосности между скважинным прибором и кабелем и в месте заделки кабеля возникает момент, отклоняющий скважинный прибор от вертикали. Это явление наблюдается для “легких” скважинных приборов, используемых в рудно-угольных скважинах, хотя при высокой плотности промывочной жидкости “легкими” могут стать любые скважинные приборы, в том числе используемые в нефтегазовых скважинах. Известно и решение этой проблемы – снабжение скважинного прибора инклинометра утяжелителем.

В совокупности перечисленные факторы могут обеспечить дополнительную погрешность измерения углов инклинометром, вполне сопоставимую с основной (для примера – отклонение от прямолинейности трубы, из которой изготовлен охранный кожух, в 1 мм на 1 м – это 3,5 угловых минуты дополнительной погрешности инклинометра, а труба с такими параметрами считается изделием очень хорошего качества).

Другой очевидный (но на практике не используемый) путь снижения рассматриваемого класса погрешностей – уменьшение параметра b , то есть увеличение “диаметра” охрannого кожуха инклинометра,

причем слово “диаметр” не следует понимать буквально – снижения погрешностей можно добиться, снабдив инклинометр центраторами.

Как уже отмечалось, на рис. 1 проиллюстрирована идеализированная ситуация, при которой охранный кожух инклинометра отклоняется от оси ствола скважины, находясь при этом в плоскости искривления ствола скважины, то есть дополнительные погрешности измерения азимута не возникают. Реально же несоосное расположение охранный кожух инклинометра может быть самым произвольным в любой вертикальной плоскости, что будет иметь следствием неточные измерения как зенитных углов, так и азимутов. Известно, что погрешности измерения азимута закономерно увеличиваются с уменьшением зенитных углов скважины и несоосное со стволом скважины положение инклинометра, приводящее к меньшему отклонению его от вертикали по сравнению со стволом скважины, может на порядок-полтора увеличить погрешность измерения азимута скважины. Тот факт, что вертикальные (вернее говорить – “субвертикальные”, так как отклонение от вертикали все же имеет место) скважины в плане отклоняются незначительно, не должен успокаивать – чаще всего несанкционированно пересекаются стволы именно вертикальных скважин, пробуренных с одного куста, и практически всегда из-за некачественной инклинометрии.

Существенного, практически на порядки, снижения рассматриваемых погрешностей можно достичь, если определить с достижимой на сегодня точностью положение оси инклинометра относительно оси скважины. При достаточно качественном стволе (отсутствие каверн, развитых желобов, вывалов, мощных глинистых корок) определению подлежит положение инклинометра относительно стенок скважины. Для этого достаточно комплексовать инклинометр с двумя профилемерами (рычажными или акустическими) вверху и внизу инклинометра. Корректный алгоритм обработки информации, полученной от верхнего и нижнего профилемера, позволит получить информацию о расположении верхней и нижней точек оси инклинометра относительно оси скважины и в конечном итоге о перекосе инклинометра.

Рассмотрим случай, когда ось ствола скважины имеет заметное искривление на длине, равной (или сопоставимой) длине инклинометра (рис. 1, б). Ситуация нередкая – при выходе скважины на горизонтальный участок интенсивность искривления может достигать 0,6–1,0 °/м и даже больше.

Если скважина имеет постоянную интенсивность искривления (для примера рассматривается плоскоискривленная скважина, то есть с постоянным азимутом), то скважинный прибор инклинометра занимает в пространстве положение с зенитным углом, который имеет ось скважины на глубине, совпадающей с серединой скважинного прибора.

Очевидно, что в этом случае точность инклинометрических исследований будет зависеть, кроме прочего, от правильности привязки по глубине измеренных углов.

В случае, если блок датчиков инклинометра находится примерно посередине скважинного прибора, при привязке измерений к верхней части скважинного прибора дополнительная погрешность измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_в$ определяется по формуле

$$\Delta[\theta]_в = \theta_2 - \theta_1, \quad (6)$$

а при привязке измерений к нижней части скважинного прибора дополнительная погрешность измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_н$ определяется по формуле

$$\Delta[\theta]_н = \theta_2 - \theta_3. \quad (7)$$

Обозначения в формулах (6) и (7) видны из рис. 1, б.

В табл. 2 приведены значения погрешностей измерения зенитных углов, вызванные неправильной привязкой измерений по глубине, для различных значений интенсивностей искривления.

Таблица 2

Погрешности измерения зенитного угла при неправильной привязке измерений по глубине, град

Интенсивность зенитного искривления, °/м	Длина скважинного прибора, м			
	1,5	2,0	3,0	4,0
0,04	0,03	0,04	0,06	0,08
0,16	0,12	0,16	0,24	0,32
0,64	0,48	0,64	0,96	1,28

Примечание. При привязке измерений к верхней части скважинного прибора погрешности имеют знак “-”, к нижней – знак “+”.

Из табл. 2 следует, что рассматриваемые погрешности по своему значению могут быть соизмеримыми и даже превышать instrumen-

тальные погрешности инклинометров, особенно при больших длинах охранных кожухов и значительных интенсивностях искривления.

Очевидно, что для снижения рассматриваемых погрешностей привязку данных инклинометрических измерений следует осуществлять к геометрическому центру угловых датчиков.

Оценим количественные значения рассматриваемых погрешностей для случая, когда на длине скважинного прибора ось ствола скважины имеет заметное искривление, а сам скважинный прибор не ложится на стенку скважины (рис. 1, в).

Для данной ситуации скважинный прибор занимает положение в вертикальной плоскости (случай плоскоискривленной скважины с постоянной интенсивностью искривления), соответствующее зенитному углу $\theta_{\text{инкл}}$, определяемому по одному из двух выражений:

$$\theta_{\text{инкл}} = \theta_1 + \arctg \frac{2[s - \sqrt{(2R_{\text{экр}} + d)(D - d)}]}{2R_{\text{экр}} - D + d} \quad (8)$$

или

$$\theta_{\text{инкл}} = \theta_2 - \arctg \frac{2\sqrt{(2R_{\text{экр}} + d)(D - d)}}{2R_{\text{экр}} - D + d}, \quad (9)$$

где θ_1, θ_2 – фактический зенитный угол скважины на глубине, соответствующей верхней и нижней части скважинного прибора соответственно; $R_{\text{экр}}$ – эквивалентный радиус искривления оси скважины; D – диаметр ствола скважины; d – диаметр охранных кожуха инклинометра; s – длина скважинного прибора.

Эквивалентный радиус искривления оси скважины $R_{\text{экр}}$ определяется из выражения

$$R_{\text{экр}} = \frac{57,3}{i_\theta}, \quad (10)$$

где i_θ – интенсивность зенитного искривления оси скважины, определяемая по формуле

$$i_\theta = \frac{\theta_2 - \theta_1}{L}, \quad (11)$$

где L – длина дуги оси ствола скважины между верхней и нижней частями скважинного прибора инклинометра.

Очевидно, что при привязке результатов инклинометрических исследований к верхней части скважинного прибора ошибка в измерении зенитного угла $\Delta[\theta]_в$ будет определяться выражением

$$\Delta[\theta]_B = \theta_{\text{инкл}} - \theta_1 = \arctg \frac{2 \left[s - \sqrt{(2R_{\text{эKB}} + d)(D - d)} \right]}{2R_{\text{эKB}} - D + d}, \quad (12)$$

а при привязке к нижней части скважинного прибора ошибка в измерении зенитного угла $\Delta[\theta]_H$ выражением

$$\Delta[\theta]_H = \theta_{\text{инкл}} - \theta_2 = -\arctg \frac{2\sqrt{(2R_{\text{эKB}} + d)(D - d)}}{2R_{\text{эKB}} - D + d}. \quad (13)$$

В табл. 3 приведены значения погрешностей $\Delta[\theta]_B$, в табл. 4 – погрешностей $\Delta[\theta]_H$. На рис. 4 и 5 приведены зависимости погрешностей $\Delta[\theta]_B$ и $\Delta[\theta]_H$ от интенсивности искривления оси ствола скважины.

Таблица 3

Погрешности измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_B$ при произвольном расположении скважинного прибора в скважине с большой интенсивностью искривления, град

Интенсивность зенитного искривления, °/м	Разница диаметров скважины D и скважинного прибора d , мм				
	10	20	50	100	250
	Величины погрешности				
0,02	$\frac{-0,06}{-0,04}$	$\frac{-0,09}{-0,07}$	$\frac{-0,15}{-0,13}$	$\frac{-0,22}{-0,20}$	$\frac{-0,36}{-0,34}$
0,04	$\frac{-0,08}{-0,03}$	$\frac{-0,12}{-0,07}$	$\frac{-0,21}{-0,16}$	$\frac{-0,31}{-0,26}$	$\frac{-0,51}{-0,46}$
0,08	$\frac{-0,09}{-0,01}$	$\frac{-0,15}{-0,09}$	$\frac{-0,28}{-0,21}$	$\frac{-0,42}{-0,23}$	$\frac{-0,70}{-0,50}$
0,32	$\frac{-0,06}{+0,34}$	$\frac{-0,19}{+0,21}$	$\frac{-0,44}{+0,04}$	$\frac{-0,72}{-0,32}$	$\frac{-1,27}{-0,87}$

Примечание. В числителе указаны погрешности для длины скважинного прибора $s = 1,5$ м, в знаменателе $s = 4$ м.

Из табл. 3 и 4, а также рис. 4 и 5 следует, что рассматриваемые погрешности по своему значению соизмеримы и могут даже превышать инструментальные погрешности инклинометров, особенно при значительных интенсивностях искривления; эти погрешности по природе своей также являются систематическими и обладают свойством накапливаться.

Таблица 4

Погрешности измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_н$ при произвольном расположении скважинного прибора в скважине с большой интенсивностью искривления, град

Интенсивность зенитного искривления, °/м	Разница диаметров скважины D и скважинного прибора d , мм				
	10	20	50	100	250
	Величины погрешности				
0,02	−0,08	−0,11	−0,17	−0,24	−0,38
0,04	−0,11	−0,15	−0,21	−0,34	−0,48
0,08	−0,15	−0,21	−0,34	−0,48	−0,76
0,32	−0,30	−0,43	−0,68	−0,96	−1,51

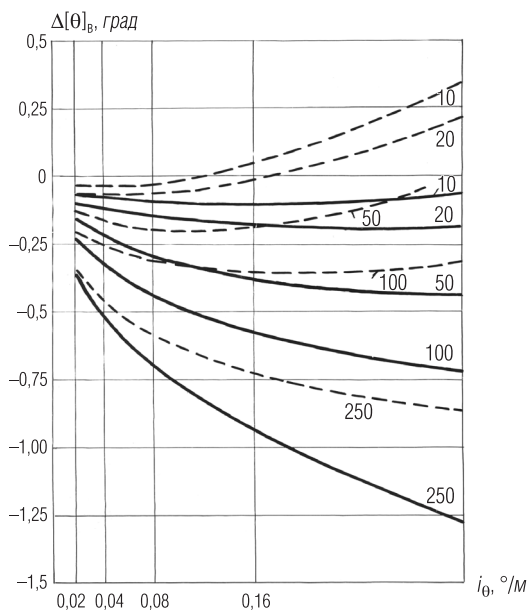


Рис. 4. Зависимости погрешности измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_в$ при произвольном расположении скважинного прибора в скважине с большой интенсивностью искривления, град. Пунктир – длина скважинного прибора 4,0 м; сплошная линия – длина скважинного прибора 1,5 м. Цифрами обозначена разница в диаметрах скважины и скважинного прибора (мм)

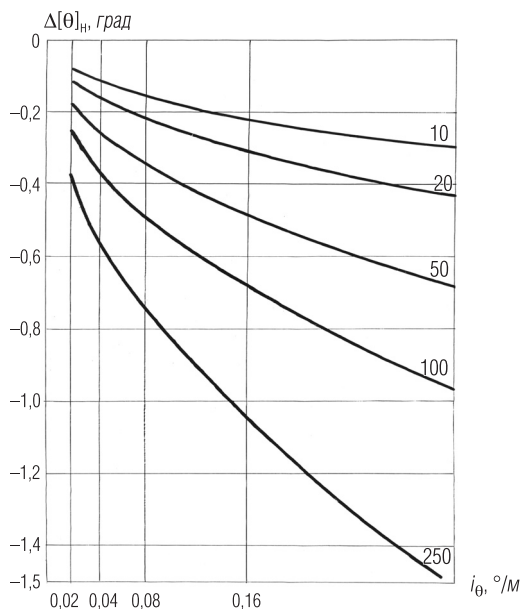


Рис. 5. Зависимости погрешности измерения зенитного угла $\Delta[\theta]_н$ при произвольном расположении скважинного прибора в скважине с большой интенсивностью искривления, град. Цифрами обозначена разница в диаметрах скважины и скважинного прибора (мм)

Погрешности обработки результатов измерений

Как уже отмечалось, конечной целью инклинометрических исследований является определение пространственного положения оси скважины, а именно декартовых координат точек оси скважины, путем расчетов по определенному алгоритму, в которых участвуют непосредственно измеренные углы и глубины точек измерения углов с присущими им погрешностями.

Эти погрешности являются причиной появления при расчете координат скважины методических погрешностей, обусловленных несовершенством используемого алгоритма расчета координат.

Декартовы координаты точки ствола скважины, находящейся на глубине L , можно определить из системы уравнений:

$$\begin{aligned}x &= \int_0^L \sin \theta(l) \cos \alpha(l) dl, \\y &= \int_0^L \sin \theta(l) \sin \alpha(l) dl, \\z &= \int_0^L \cos \theta(l) dl,\end{aligned}\tag{14}$$

где $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ – законы изменения углов θ и α по глубине скважины.

Так как аналитические зависимости $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ неизвестны, а известны только углы θ и α в отдельных, обычно равноотстоящих по глубине, точках ствола скважины, вычисление пространственных координат x , y и z по (14) сводится к приближенному вычислению определенных интегралов (при непрерывной инклинометрии расчеты также проводятся по дискретным интервалам, как правило, не превышающим 0,05–0,10 м).

На практике вычисление определенных интегралов осуществляется методом прямоугольников, то есть считается, что траектория ствола скважины состоит из отдельных линейных участков с постоянными значениями зенитного угла и азимута для каждого участка ствола.

Для этого вида расчета координат осей скважин разработано несколько методов, сущность которых сводится к аппроксимации исследуемого интервала скважины (участка между двумя соседними точками измерения углов) прямой линией или двумя прямыми линиями. Подробный анализ этих методов выполнен в [7, 8]. Один из этих методов (метод усреднения углов) регламентирован нормативными документами [13, 14].

Всем этим модификациям метода прямоугольников свойственны следующие недостатки [7]:

- криволинейные участки оси ствола скважины между точками измерений считаются прямолинейными или состоящими из нескольких прямолинейных участков;
- не во всех модификациях метода в полной мере учтено то обстоятельство, что при пространственном искривлении скважин зенитные углы исследуемого интервала находятся в разных вертикальных пересекающихся плоскостях.

Существуют и более сложные алгоритмы расчета координат, в которых ось скважины между двумя точками измерений аппрокси-

мируется дугой или двумя криволинейными участками. В случае, когда предполагается, что закон изменения углов θ и α между двумя очередными измерениями является линейным, траектория ствола скважины рассматривается как состоящая из отдельных дуг окружностей с различными радиусами кривизны. На практике эти алгоритмы широкого распространения не получили.

Разработан алгоритм, в котором декартовы координаты оси скважины приближенно описываются непрерывной гладкой функцией с заданной наперед погрешностью [12]. Этот алгоритм отличается громоздкостью и сложностью реализации, затрудняющими его использование на практике, так как порядок используемых полиномов в аппроксимирующей функции равен количеству точек измерений плюс два.

Здесь уместно заметить, что пространственное положение оси скважины по сути – “история движения” бурового инструмента и бурильной колонны, и их траектория движения не может иметь произвольный вид, несмотря на множество воздействующих на них факторов (сил и моментов). Исследования некоторых авторов [6] показывают, что практически любая пространственная ось искривленной скважины с любой необходимой для практики точностью описывается несложным полиномом порядка не выше четвертого, что делает весьма перспективным разработку алгоритмов, описывающих ось скважины не как кусочно-аппроксимированную, а как непрерывную функцию.

Методические погрешности, свойственные разным методам расчета координат, имеют весьма значительный разброс от метода к методу и зависят, в первую очередь, от выбранного метода расчета координат, шага измерений и параметров искривления оси скважины.

При выборе того или иного метода расчета координат следует стремиться не только к минимизации погрешностей аппроксимации, но и оценивать погрешности расчета координат, имея в виду, что в расчетах участвуют аргументы (измеренные углы и глубина), известные с конечной точностью. Разные методы расчета координат имеют разную “чувствительность” к этим погрешностям.

Предельная (максимальная) $\delta[A_k]$ и среднеквадратическая $\sigma[A_k]$ ошибки определения координаты A_k , характеризующие рассеяние координат точек оси скважины (так называемые круги или эллипсы рассеяния), определяются по формулам

$$\delta[A_k] = \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^m \left| \frac{\partial F_k(x_{im})}{\partial x_m} \right| \delta[x_m], \quad (15)$$

$$\sigma[A_k] = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^m \left| \frac{\partial F_k(x_{im})}{\partial x_m} \sigma[x_m] \right|^2}, \quad (16)$$

где A_k – определяемая координата (X – северная координата; Y – восточная координата; Z – вертикальная координата); $F_k(x_{im})$ – функция, описывающая алгоритм расчета координаты A_k по измеренным аргументам x_m (длина исследуемого i -го интервала l_i , θ_{i1} и θ_{i2} – зенитные углы, измеренные в верхней и нижней части исследуемого i -го интервала соответственно; α_{i1} и α_{i2} – азимуты, измеренные в верхней и нижней части исследуемого i -го интервала соответственно); $\delta[x_m]$ и $\sigma[x_m]$ – предельные и среднеквадратические погрешности соответственно определения аргумента x_m (погрешности измерения глубины, инструментальные погрешности инклинометра); n – количество шагов инклинометрических измерений.

Очевидно, что при выборе алгоритма расчета координат следует руководствоваться, кроме прочего, соображениями минимизации множителя $\frac{\partial F_k(x_{im})}{\partial x_m}$ в выражениях (15) и (16).

Следует иметь в виду, что в соответствии с [5] в зоны рассеяния координат, определенные по предельным погрешностям, скважины попадают с вероятностью, практически равной единице, что обусловлено большими значениями принимаемых инструментальных погрешностей инклинометров и правилами суммирования предельных погрешностей. На практике зоны рассеяния координат, вычисленные по предельным погрешностям инклинометров, почти не используются для решения общих геологических и технических задач – их можно использовать для грубых оценок, когда требуется оценить степень попадания забоя скважины в заданный круг допуска.

Однако в случае, когда при калибровке инклинометров оцениваются раздельно систематическая и случайная составляющие погрешности инклинометра, необходимо использовать этот способ определения рассеяния координат для оценки отклонения ствола скважины, вызванного систематическими погрешностями, а для оценки зоны рассеяния этого отклонения использовать случайные составляющие погрешности инклинометра (среднеквадратичные ошибки). Такой подход обеспечивает значительное уменьшение круга рассеяния координат оси скважины.

В настоящей статье рассмотрены далеко не все источники погрешностей инклинометрических исследований. Влияние магнитных масс в скважине без его минимизации или учета может быть причиной неустранимого брака всего массива измерений по скважине. Практика показывает, что регламентируемые в [13] расстояния между магниточувствительными датчиками инклинометров и ферромагнитными массами в скважине для современных инклинометров недостаточны. Чтобы реализовать высокие точностные показатели инклинометров, магнитные массы должны находиться на расстоянии не менее 40 м.

В статье в качестве примера приведены экстремальные значения погрешностей разного вида, на практике встречающиеся с малой вероятностью. Реальные значения погрешностей в массе своей будут меньшими, может быть и на порядок. Однако это не должно быть успокаивающим фактором – все рассмотренные погрешности, присутствующие одному интервалу (шагу) измерения, суммируются по длине скважины – это одно из специфических свойств инклинометрических исследований, а “необъяснимое поведение” оси скважины или невозможность “сшить” траекторию скважины из отдельных частей, полученных в разное время и разными инклинометрами, могут быть вызваны суммарным воздействием незначительных величин рассмотренных в статье погрешностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атамов Ф. А. К вопросу вычисления пространственных координат ствола наклонной скважины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1970. № 8 (530). С. 17–19.
2. Булатов А. И., Проселков Е. Ю., Проселков Ю. М. Бурение горизонтальных скважин. Краснодар: Советская Кубань, 2008. 424 с.
3. Гарейшин З. Г. Совершенствование метрологического обеспечения инклинометрии нефтегазовых скважин: Автореф. дисс. ... канд. тех. наук. Уфа: Центр метрологических исследований “Урал-Гео”, 2006.
4. Голубинцев О. Н. Метод вычисления координат точек измерения пространственно искривленной оси скважины // Разведка и охрана недр. 1970. № 12. С. 18–23.
5. Зайдель А. Н. Ошибки измерений физических величин. Л.: Наука, 1974. С. 86–87.
6. Калинин А. Г. Искривление скважин. М.: Недра, 1974.
7. Козыряцкий Н. Г. Совершенствование методики и системы метрологического обеспечения инклинометрических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Тверь: ВНИГИК, 1986.

8. Козыряцкий Н. Г. Анализ точности расчета координат ствола скважины по данным инклинометрии // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 98. С. 115–122.
9. Крейг Дж. Т. мл., Рэндол Б. В. Методы расчета пространственного положения стволов наклонных скважин // Инженер-нефтяник. 1976. № 3. С. 22–29.
10. Кузьмин В. И., Парфенов Б. П., Карпенко З. С. Вычисления координат точек оси ствола искривленной скважины // Разведка и охрана недр. 1977. № 3. С. 21–25.
11. МУ 41-17-1373-87 Отраслевая система обеспечения единства измерений. Инклинометры и ориентаторы. Методика поверки.
12. Полиномиальная методика обработки массива данных дискретной инклинометрии буровой скважины для расчета пространственных координат точек ее оси. Экспресс-информация ВНИИОЭНГ. Сер. “Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море”. М., 1991. № 5. С. 7–10.
13. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
14. РД 41-17-1375-87 Инструкция по проведению инклинометрических исследований в скважинах. Калинин, 1987.
15. СТО ЕАГО 033-01-96 Геофизическая аппаратура и оборудование. Аппаратура для инклинометрии необсаженных скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.

УДК 621.311:658.26

Г. Б. Бурдо, А. А. Исаев

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОИЗВОДСТВА В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ПРИБОРОСТРОЕНИИ

Дан анализ условий проведения технологической подготовки производства изделий в геофизическом приборостроении. Обоснована информационная модель технологических подразделений, обеспечивающая учет динамики производственной системы. Предложены принципы построения системы автоматизированного проектирования технологических процессов (САПР ТП), позволяющие реализовать предлагаемую информационную модель технологических подразделений.

Ключевые слова: система автоматизированного проектирования технологических процессов, геофизическое приборостроение, искусственный интеллект, единое информационное пространство.

Введение

подавляющее большинство научно-производственных фирм геофизического приборостроения (ГФП), исходя из номенклатуры и объемов выпуска изделий, можно с уверенностью отнести к предприятиям.

Известно, что особенности единичного и мелкосерийного производства, обусловленные сжатыми сроками на выполнение одновременно большого числа контрактов, предопределяют упрощенное проведение технологической подготовки производства (в том числе и наиболее важной и трудоемкой ее части – проектирование технологических процессов механической обработки) и, по существу, выполнение ее рабочими и мастерами. Поэтому качество спроектированных технологий, наряду с конструкцией изделий, определяющих конкурентоспособность продукции, оставляют желать лучшего. Принципиальные затруднения возникают и при внедрении оборудования с числовым программным управлением (чисто инженерная область деятельности), а также систем управления технологическими процессами (отсутствие точных данных по временам выполнения операций).

Следовательно, разрешение противоречия между качеством технологической подготовки производства и весьма ограниченными

временными периодами ее выполнения важно для динамичных производственных систем геофизического приборостроения.

Принципы проектирования технологических процессов в динамичных производственных системах

Одним из наиболее эффективных методов разрешения указанного выше противоречия является разработка и внедрение автоматизированных систем проектирования технологических процессов, построенных на определенных принципах [1].

Исходными данными для проектирования технологий в САПР ТП являются:

- 1) функция технологического процесса (ТПр) φ ($\varphi: C_O \rightarrow C_K$), где C_O , C_K – информационные описания заготовки и готовой детали);
- 2) программа выпуска N ;
- 3) календарные сроки выпуска детали и фактическое состояние ТП.

В функции φ известной является информационная модель готового изделия (детали) C_K [4, 8]. Известны и технические ограничения, накладываемые производственными системами (ПС) [4, 7, 8], а именно: методы получения заготовок, методы обработки поверхностей деталей, оборудование в ПС, средства технологического оснащения и т. д.

В то же время часто не учитывается то, что фактическое состояние и изменения в ПС должны находить отражение в видоизменении алгоритмов проектирования. К сожалению, большинством авторов учет фактического состояния в ПС сводится лишь к корректировке баз данных (малодинамичный параметр), и не учитываются организационные аспекты (высокодинамичный атрибут).

Это связано с тем, что задача проектирования технологий не трактовалась как *организационно-технологическая*, не рассматривалась возможность создания предпосылок эффективного управления ПС на этапе технологической подготовки производства.

Различие конструкторско-технологических характеристик деталей, изготавливаемых на предприятиях ГФП, разнообразный состав оборудования средств технологического оснащения, непредсказуемые состояния ТП (по загрузке, фактической численности рабочих, появлению новых заказов и т. п.) приводят к пониманию того факта, что проектирование ТПр является малоформализованной, много-

вариантной *организационно-технологической* задачей, решаемой в условиях информационной неопределенности.

В настоящей работе на основе сформулированных ниже принципов показан подход к созданию САПР ТП, способных к перестройке алгоритмов на основе обобщения опыта проектирования и оценки текущей ситуации в ПС. Для оценки текущей ситуации необходимо в качестве параметров фактического состояния ПС ($ПС_{\phi}$) использовать загрузку оборудования по типам и группам.

Для реализации возможности обобщения опыта проектирования необходимо сравнение фактического состояния изделия $C_{k\phi}$ после реализации технологии с информационной моделью этого состояния изделия C_k . При неоднократном их совпадении это позволит применять в САПР ТП накопленные и обобщенные решения.

Важным является и учет в САПР ТП целевой функции (ЦФ) конкретного изготавливаемого заказа. В работах [4–8 и др.] считается, что целевой функцией должна являться минимальная технологическая себестоимость $C_{\min}$. Такая точка зрения справедлива при устоявшейся номенклатуре выпуска, что нехарактерно для ГФП. Рассмотрим еще две ЦФ – максимальный выпуск изделий за единицу времени ($Q_{\max}$) и минимум времени цикла выпуска партии деталей ($T_{\min}$). Выбор $Q_{\max}$ целесообразен в случае срочного выпуска изделий при ТПр в 1–3 операции. Выбор целевой функции $T_{\min}$ следует осуществлять в случае срочного выпуска изделий, и ТПр – более трех операций. Различие между $Q_{\max}$ и $T_{\min}$ (второй критерий) учитывает временные потери всех видов, а не только подготовительно-заключительное время. При выборе одного из них $C_{\min}$ целесообразно в моделях перевести в технико-экономическое ограничение $C \leq C_3$.

При выборе в качестве целевой функции $C_{\min}$ следует дополнить модели технико-экономическими ограничениями $Q \geq Q_3$ или $T \leq T_3$, Q_3 и T_3 – заданные величины штучной производительности и времени цикла выпуска изделий.

Таким образом, технические ограничения (ТО), параметры фактического информационного состояния ПС ($ПС_{\phi}$) и изделия $C_{k\phi}$, технико-экономические ограничения (ТЭО) представляют собой предлагаемую модель технологических подразделений ($M_{\text{ТП}}$), в рамках которой реализуется ТПр и обеспечивается организационно-технологическое проектирование:

$$M_{\text{ТП}} = \{TO, ПС_{\phi}, C_{k\phi}, ТЭО\}. \quad (1)$$

Здесь $ПС_{\phi}$ – загрузка оборудования по типам (группам). Она определяется как отношение суммы станкоемкостей работ, запроектированных на данную группу (тип) оборудования в соответствии с календарным планом. В свою очередь

$$ТЭО = \{(C \leq C_3) \underset{\vee}{\vee} (T \leq T_3) \underset{\vee}{\vee} (Q \geq Q_3)\}, \quad (2)$$

где $\underset{\vee}{\vee}$ – знак строгой дизъюнкции.

Заключение

В ООО “Нефтегазгеофизика” при разработке программных средств САПР ТП используется приведенный в настоящей работе методологический подход, основанный на следующих принципах, обеспечивающих реализацию предлагаемой модели технологических подразделений:

- 1) учет изменения параметров, описывающих фактическое состояние в ПС;
- 2) накопление опыта проектирования (обучение);
- 3) реализация системного подхода, рассматривающего САПР ТП как многоагентную иерархическую систему;
- 4) интеграция в единое информационное пространство, то есть интеграция с системами управления ТПр.

Принципы 1 и 2 обеспечивают реализацию элементов искусственного интеллекта при создании САПР ТП.

Опыт эксплуатации программных средств [2, 3] показал возможность их быстрого реагирования на изменение производственной ситуации в обрабатывающих подразделениях, обеспечил на 60–80% сокращение времени разработки технологических процессов и управляющих программ для станков с ЧПУ и равномерную загрузку оборудования по времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурдо Г. Б., Палюх Б. В. Теоретические основы комплексной автоматизированной системы проектирования и управления технологическими процессами в многономенклатурном производстве // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия “Технические науки”. 2010. № 4 (127). С. 44–54.

2. Бурдо Г. Б., Палюх Б. В., Баженов А. Н. Управление технологическими процессами: программа для ЭВМ // Патент РФ № 2011612834. Зарег. в реестре программ для ЭВМ 08.04.11.
3. Бурдо Г. Б., Палюх Б. В., Баженов А. Н. Моделирование размерной структуры технологического процесса: программа для ЭВМ // Патент РФ № 2010614613. Зарег. в реестре программ для ЭВМ 13.06.10.
4. Горанский Г. К., Владимиров Е. В., Ламбин Л. Н. Автоматизация технического нормирования работ на металлорежущих станках с помощью ЭВМ. М.: Машиностроение, 1970. 224 с.
5. Гаранский Г. К., Ракович А. Г., Губич Л. В. и др. Автоматизация проектирования технологических процессов и средств оснащения. Минск: ИТК АН Беларуси, 1997. 276 с.
6. Евгеньев Г. Б. Интеллектуальные системы проектирования. М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2009. 334 с.
7. Кондаков А. И. САПР технологических процессов. М.: Издательский центр "Академия", 2007. 272 с.
8. Цветков В. Д. Системно-структурное моделирование и автоматизация проектирования технологических процессов. Минск: Наука и техника, 1979. 264 с.

Информационные сообщения

Д. Р. Лобода, В. А. Велижанин, В. А. Пантюхин

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС LOGPWIN. ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ

Программный комплекс LogPWin, являющийся следующей итерацией комплекса первичной обработки, работавшего в среде DOS, начал эксплуатироваться в ООО “Нефтегазгеофизика” в 2003 г. Как составная часть технологии “Каскад” комплекс предназначен для выполнения следующих функций с данными, записанными регистраторами “Карат” и “Каскад”:

- обработка первичных данных с целью получения геофизических параметров, “очищенных” от условий проведения измерения;
- просмотр первичных каротажных и расчетных данных;
- технический контроль качества результатов каротажа по повторным измерениям;
- документирование условий и результатов обработки геофизической информации.

На этапе проектирования были сформулированы следующие технические требования к программному комплексу:

- многовариантность обработки данных (возможность неоднократной обработки данных при изменении условий проведения измерения);
- возможность поинтервального изменения условий проведения обработки данных;
- возможность переобработки первичных материалов ГИС с использованием как текущих данных периодической калибровки прибора, так и результатов калибровки после каротажа;

- выполнение технического контроля качества каротажа по результатам повторных измерений в скважине;
- дружественный интерфейс, технологически близкую и логически понятную схему обработки данных различных приборов;
- выполнение необходимых пользователю функциональных преобразований данных, то есть наличие встроенного программируемого калькулятора.

Как средство визуализации и вывода на твердую копию данных каротажа комплекс LogPWin должен обеспечивать:

- просмотр и вывод как простых (кривая, гистограмма), так и сложных объектов (спектр, ФКД, волновая картина, объемная модель и др.), текстовой и иной информации на планшет визуализации;
- визуализацию и вывод текстовой и графической информации о геолого-технических условиях проведения измерений, конфигурации измерительной связки приборов, калибровочной информации, параметров обработки и др.

Как программное средство комплекс LogPWin должен обеспечивать:

- минимальное время обработки данных;
- быстрое и удобное расширение комплекса как по списку обрабатываемой аппаратуры, так и по списку объектов визуализации;
- документирование форматов визуализации, параметров обработки, калибровочных данных.

Обобщенная схема обработки в программах комплекса реализована следующим образом:



Здесь в качестве первичных данных каротажа могут использоваться как исходные первичные данные от скважинных приборов, так и первичные данные, которые являются результатом преобразования исходных первичных данных (в частности, отфильтрованные с использованием тех или иных функций). В качестве калибровочных данных могут использоваться результаты периодической калибровки из памяти прибора, которые на этапе регистрации считываются из памяти прибора и записываются в файл регистрации, и внешние калибровочные данные, доступ к которым обеспечивается сервисными функциями программного комплекса.

Параметры обработки условно могут быть разбиты на три группы. Первая – это собственно условия проведения измерений (информация о конструкции скважины и параметрах промывочной жидкости). Вторая группа – это параметры и признаки, описывающие необходимость и условия учета тех или иных поправок за влияние скважинных и пластовых условий измерений. Третья группа отвечает за интервалы, в которых необходимо выполнить обработку первичных данных при заданных условиях. Такое построение схемы обработки обеспечивает выполнение требований, предъявленных к комплексу и описанных выше.

Для каждого конкретного метода геофизических исследований скважин процедура обработки реализована в виде отдельного исполняемого файла, что обеспечивает необходимую гибкость при расширении комплекса программ, связанного с добавлением новых видов ГИС.

Для проверки качества зарегистрированных данных в комплексе LogPWin предусмотрена процедура технического контроля качества. Контроль качества данных каротажа выполняется по результатам сопоставления основного и повторного замеров путем расчета систематической и случайной погрешностей. Полученные результаты оценки качества протоколируются во внешнем файле формата RTF или XLS. Пример такого протокола для прибора литоплотностного каротажа приведен на рис. 1 и в таблице.

Просмотр и документирование зарегистрированных (первичных) и полученных (обработанных) геофизических параметров является вторым основным назначением данного программного комплекса.

Для отображения геофизических параметров используются объекты визуализации, которые можно разделить на два основных типа.

1. Простые – это объекты, для отображения которых необходимо задание одной точки на планшете “глубина (время) – значение параметра”. К таким объектам относятся кривая, гистограмма, керн, литологическая, текстовая колонка и др.
2. Сложные – это объекты, для отображения которых необходимо задание множества значений отображаемого параметра на одном значении глубины (времени). Данные объекты визуализации предназначены для отображения акустических волновых картин, энергетических или временных спектров аппаратуры радиоактивного каротажа и др. К данному типу отображений относятся такие объекты визуализации, как фазокорреляционные диаграммы

(ФКД), спектры и “объемная модель”, которая используется для отображения объемного либо весового содержания компонент, и другие объекты отображения. Основным свойством отображения данных объектов является цветовая гамма с возможностью дискретного или непрерывного ее изменения в соответствии с заданными градациями численных значений отображаемого параметра.

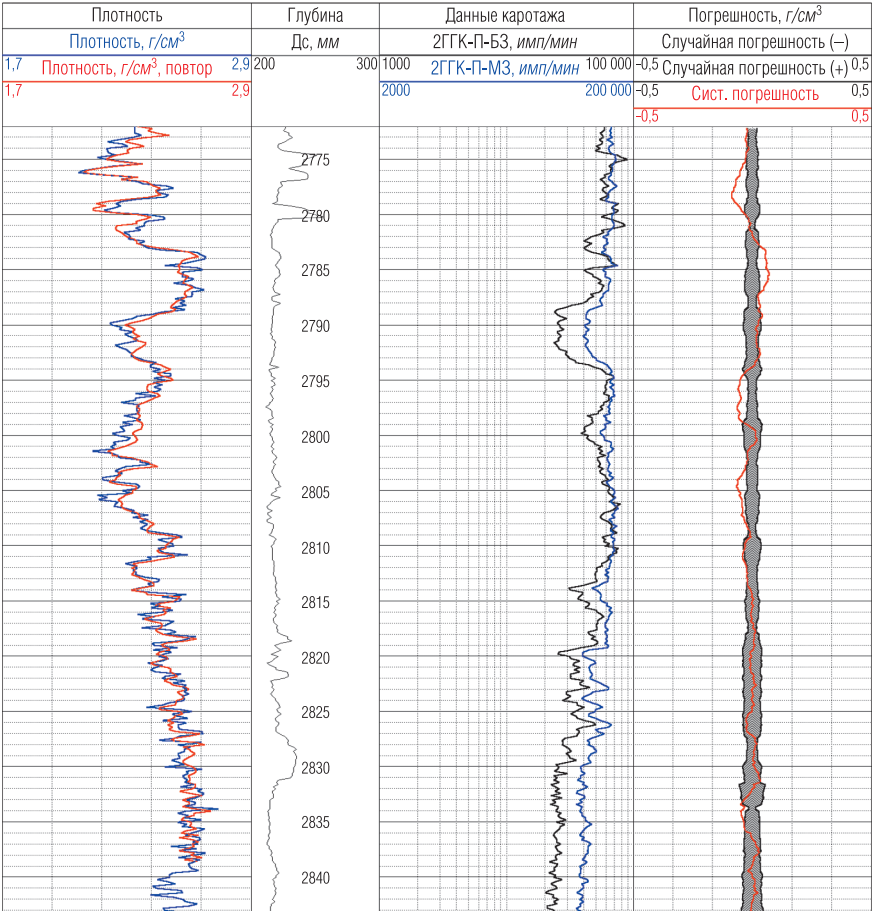


Рис. 1. Пример вывода результатов технического контроля качества измерений прибора ГГК-ПЛ (канал плотности)

Таблица

ЗАКЛЮЧЕНИЕ по техническому контролю качества каротажных работ аппаратуры СГПЛ-1Т

Скважина Месторождение

Дата исследования 02-04-03

Интервал каротажа 2719,80–2956,60 м

Интервал перекрытия 2772,80–2843,20 м

Диаметр кондуктора: 245 мм

Глубина кондуктора: 723 м

Диаметр колонны (скважины): 216 мм

Глубина колонны: 2956 м

Забой: 2956 м

Плотность промывочной жидкости: 1,03 г/см³

Минерализация промывочной жидкости: 50 г/л

Сопротивление промывочной жидкости: 0,05 Ом·м

Температура на забое: 90 °С

Давление на забое: 35 МПа

Оператор:

Интерпретатор:

Начальник КИП:

Примечание:

Интервал оценки качества каротажа 2772,80–2843,20 м

Прибор СГПЛ-1Т/LDTE номер 12

Кровля, м	Подошва, м	Параметры	Систематическая, %	Случайная, %
2843,20	2833,40	RHOB PEF	–0,0055 –0,15	0,0343 0,10
2833,20	2823,40	RHOB PEF	0,0002 –0,05	0,0342 0,12
2823,20	2813,40	RHOB PEF	–0,0001 0,04	0,0300 0,15
2813,20	2803,40	RHOB PEF	–0,0349 0,11	0,0247 0,08
2803,20	2793,40	RHOB PEF	–0,0275 0,09	0,0262 0,11
2793,20	2783,40	RHOB PEF	0,0383 0,16	0,0264 0,05
2783,20	2773,40	RHOB PEF	–0,0321 0,05	0,0224 0,12
2773,40	2772,80	RHOB PEF	–0,0263 –0,10	0,0158 0,07

Процент выхода за допустимые границы погрешностей: 62,5%

Оценка качества результата: удовлетворительно

Дата: 23.04.03

На рис. 2 приведен пример отображения основных объектов визуализации. Каждый объект визуализации отображается на экране в определенном поле (треке). В одном поле может одновременно визуализироваться как один, так и несколько объектов. Отображаемые объекты наделяются следующими свойствами: цветовое представление, ширина и тип линии, масштаб и шкала отображения. Пользователю предоставляется возможность редактировать все вышеперечисленные характеристики объектов визуализации и сохранять их в файле форматов для соответствующей программы обработки с возможностью последующего импорта форматов визуализации между файлами. В одном файле форматов может храниться несколько форматов, например первичные данные, полученные геофизические параметры, технологические характеристики аппаратуры и каротажа и т. д. Данная схема хранения параметров объектов визуализации существенно упрощает работу интерпретатора при повторных вызовах программ обработки.

Под документированием подразумевается формирование заключения и выдача твердой копии результатов каротажа и обработки на принтер. Для документирования используются форматы, созданные и используемые на этапе просмотра данных. Кроме того, твердая копия может содержать заголовок с основными характеристиками скважины, рисунок используемой сборки скважинных приборов с указанием точек записи и другой информации, калибровочные данные аппаратуры, таблицы параметров обработки.

Для уменьшения времени обработки сведены до минимума операции с преобразованием формата файлов первичных данных каротажа и файлов результатов обработки. В качестве единого формата файлов выбран формат LIS-79. Выбор этого формата обусловлен двумя основными причинами:

- формат де-факто является международным стандартом обмена каротажными данными;
- формат поддерживает каротажные данные не только в виде кривых, но и сложные типы данных, такие как волновые картины акустического каротажа, энергетические и временные записи радиоактивного каротажа и т. п.

Пакет программ обработки дополнен также следующими различными сервисными функциями:

- фильтрация данных;

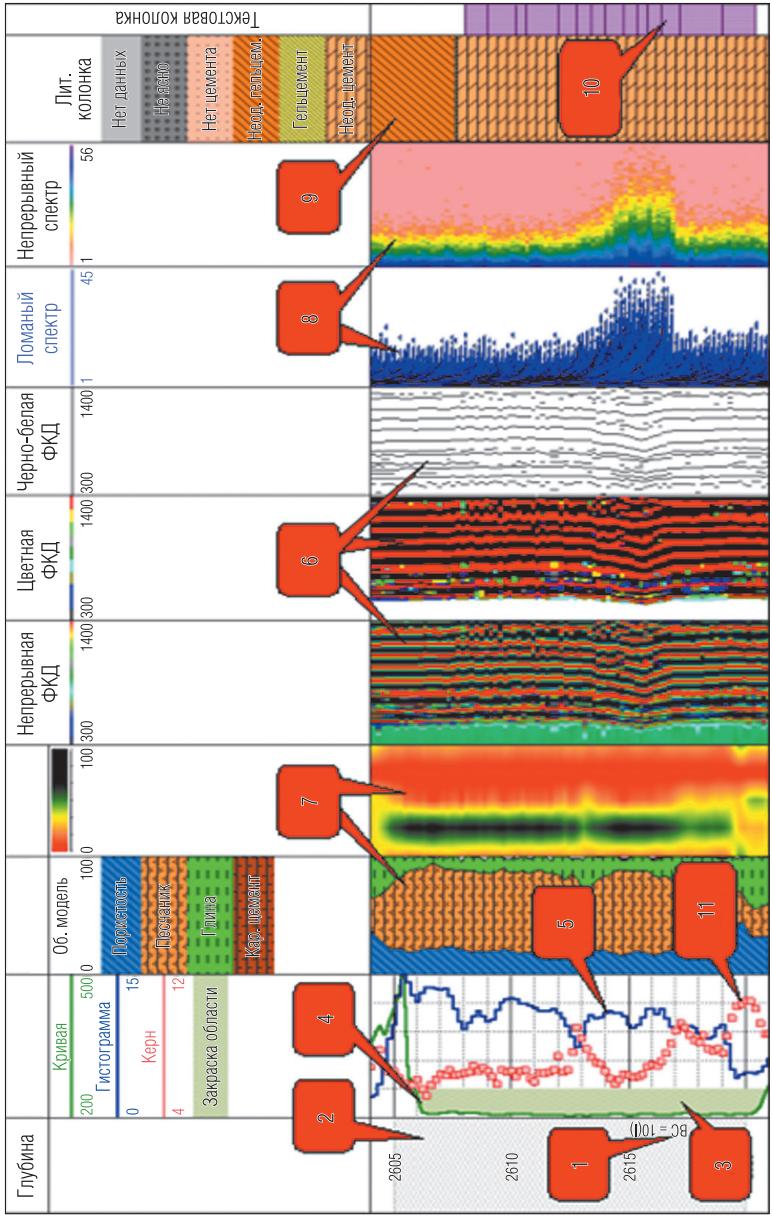


Рис. 2. Пример отображения основных объектов визуализации:

1 – текстовая строка; 2 – стратиграфическая колонка; 3 – закрашенная область; 4 – кривая; 5 – гистограмма; 6 – фазокорреляционная диаграмма; 7 – объемная модель; 8 – спектр; 9 – литологическая колонка; 10 – текстовая колонка; 11 – керн

- импорт/экспорт данных как других файлов того же формата, так и из файлов других форматов записи;
- увязка геофизических данных по глубине;
- конвертирование данных в формат LAS;
- программируемый калькулятор.

Программируемый калькулятор – это самостоятельная сервисная функция, доступная во всех программах обработки комплекса, дающая возможность выполнения сложных вычислений по предварительно записанному алгоритму. В качестве языка программирования используется Фортран. В данном программируемом калькуляторе используются следующие операторы и функции:

- арифметические – сложение, вычитание, умножение, деление, возведение в степень и т. д.;
- выражения отношения – больше, меньше, больше или равно, меньше или равно, равно и неравно;
- логические выражения – логическое сложение и логическое умножение;
- функции – синус, косинус, натуральный и десятичный логарифм, показательная функция, квадратный корень, модуль аргумента и т. д.;
- операторы – оператор присвоения, блочные операторы (если, тогда, иначе) и оператор перехода;
- дополнительные операторы – комментарий, оператор вывода, оператор сдвига и т. д.

Данный набор функций позволяет осуществлять ввод и редактирование данных, а также выполнять программы, то есть последовательность вычислений, которые, будучи однажды введены, могут многократно повторно использоваться, так как введенные алгоритмы расчета сохраняются во внешнем файле. Основной целью создания такого калькулятора было предоставление пользователю возможности реализовывать дополнительные алгоритмы вычисления геофизических параметров, не предусмотренные в программах первичной обработки.

Пакет программ первичной обработки каротажных данных Log-PWin успешно эксплуатируется в наземных геофизических лабораториях и подразделениях оперативной интерпретации каротажных данных во многих организациях.