

Производственный опыт

УДК 550.832

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

ТЕХНОЛОГИИ ГИС ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСОМ "КАСКАД"

Представлена технология производства ГИС во всех категориях скважин и в различных типах геологических разрезов комплексом кабельной аппаратуры "Каскад", включающим в себя набор скважинной и регистрирующей аппаратуры. Рассмотрены способы интерпретации и критерии оценки качества ГИС в терригенных, карбонатных и эффузивных коллекторах.

Ключевые слова: скважина, каротаж, комплексный прибор, коллекторские свойства, стабильность показаний, результаты ГИС.

Предлагаемая технология ориентирована на определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), литологическое расчленение разреза, оценку нефтегазонасыщенности терригенных, карбонатных, эффузивных коллекторов. Оценивается также перспективность сланцевых пород для получения промышленных притоков газа.

Технология включает в себя аппаратурно-программный комплекс с полным набором скважинной аппаратуры, систему первичной обработки исходных данных и геологическую интерпретацию с выдачей заключений с количественным определением ФЕС, нефтегазонасыщенности и литологии исследуемого разреза.

Характеристика комплекса кабельных приборов “Каскад”

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

- скважинные приборы 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-1553B);

Таблица 1

Методы ГИС, реализуемые кабельными приборами “Каскад”

Методы каротажа	Модификации скважинных приборов
Электрический	БКЗ, БК-З, ПС, резистивиметр, 2БК (БК-7+БК-9), 2БК (БК-3+БК-5), ПС, МК, БМК, многозондовый БК-73-НТ
Электромагнитный индукционный	5ИК (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, ИННК-НТ с регис. σ
Акустический	АК (компенсированный), АКД (компенсированный с длинным зондом), АВАК (с монополярными и дипольными преобразователями)
Акустический телевизор	АСТ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-120, ЯМТК-145, ЯМТК-П
Кавернометрия	4- или 6-рычажный каверномер-профилемер
Инклинометрия	ИФМ

- унифицированное электрическое питание всех приборов от сети 220 В, 50 Гц.

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. Это значительно сокращает время проведения исследований (рис. 1).

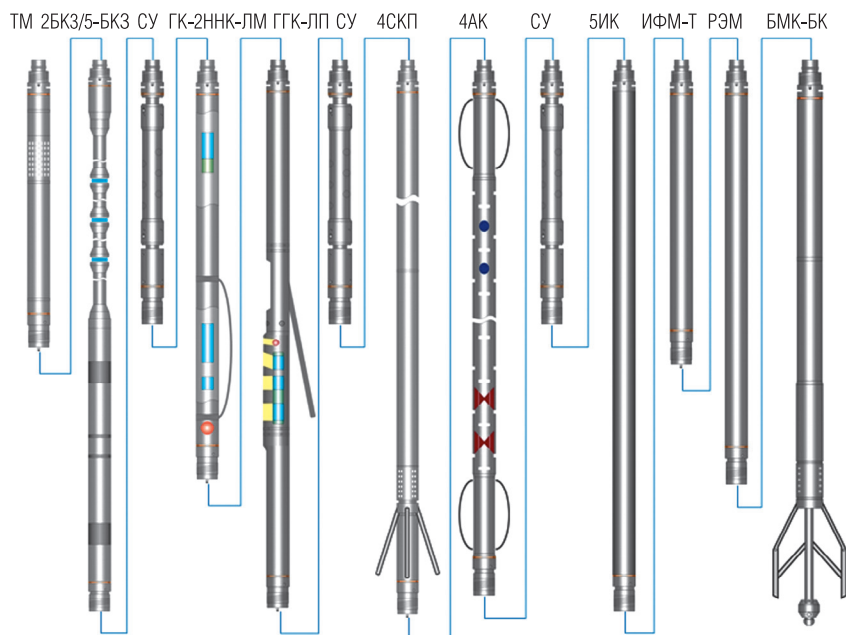


Рис. 1. Сборка приборов серии “Каскад”

Таблица 2

Регистрируемые параметры и погрешности измерений

Метод	Определяемые параметры	Единица измерений	Диапазон измерений	Погрешность
КС, БКЗ	Кажущее 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%
СПК	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, ИНК-НТ	Кажущаяся водонасыщенная пористость (k_n)	%	1–40%	4,2 + 2,3 (40/ k_n – 1), %
ГПК-П, ГПК-ПП	Объемная плотность Индекс фотоэлектрического поглощения	г/см ³ барн/электр.	1,7–3,0 1–7	1,2% 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%

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

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.

Интерпретация ГИС

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

По результатам ГИС программными комплексами (LogPWin, LogWin, LogWin-Эк) производятся литологическое расчленение разрезов, выделение коллекторов, распределение их по типам (поровые, кавернозные, трещинные, трещинно-кавернозные), определение коэффициентов общей и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности во всех типах коллекторов.

Определение ФЕС

Одной из задач интерпретации данных ГИС является количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств и компонентного (минералогического) состава пород. Использование системы уравнений, связывающих литологию и пористость пород с объемами отдельных литологических компонент, для решения данной задачи является наиболее универсальным инструментом. Если используются только линейные связи между геофизическими параметрами и объемами литолого-емкостных компонентов, то система для методов НК-Т, ГГК-П и АК выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma = \sum_{i=1}^n \sigma_i V_i \\ w = \sum_{i=1}^n w_i V_i \\ \Delta t = \sum_{i=1}^n \Delta t_i V_i \\ 1 = \sum_{i=1}^n V_i, \end{array} \right. \quad (1)$$

где σ , w , Δt – соответственно измеренные значения объемной плотности, водородосодержания, интервального времени; V_i – объемные доли компонентов в единице объема породы; n – количество компонентов.

Графическое отображение подобных зависимостей геофизических параметров от объемного содержания компонентов, формирующих горную породу, представляется набором палеток (рис. 2). Если интерпретируемая система состоит не более чем из трех уравнений, описывающих интерпретируемые методы ГИС, то такую систему можно отобразить графически в виде трехмерного кросс-плота (рис. 3).

Анализ кросс-плотов позволяет произвести первичную интерпретацию имеющихся данных и решить следующие задачи:

- определить расположение каротажных данных относительно области палеток. Если облако точек данных каротажа лежит вне области, ограниченной линиями палеток, сформированных используемой геологической моделью, то данные или некорректны, или геологическая модель учитывает не все литологические разности, присутствующие в исследуемом разрезе;
- оценить литологический состав пластов, слагающих исследуемый массив горных пород, и оптимизировать геологическую модель с учетом полученного результата;
- определить примерный состав глин и учитывать эту информацию при интерпретации.

Количественные значения геологических характеристик получают решением системы уравнений путем минимизации разницы между значениями, зарегистрированными при каротаже геофизическими параметрами, и значениями, восстановленными по используемой геологической модели. Примеры решения задач и способы интерпретации данных ГИС в различных типах разрезов, представленных терригенными, карбонатными и эффузивными породами, приведены на рис. 4–11.

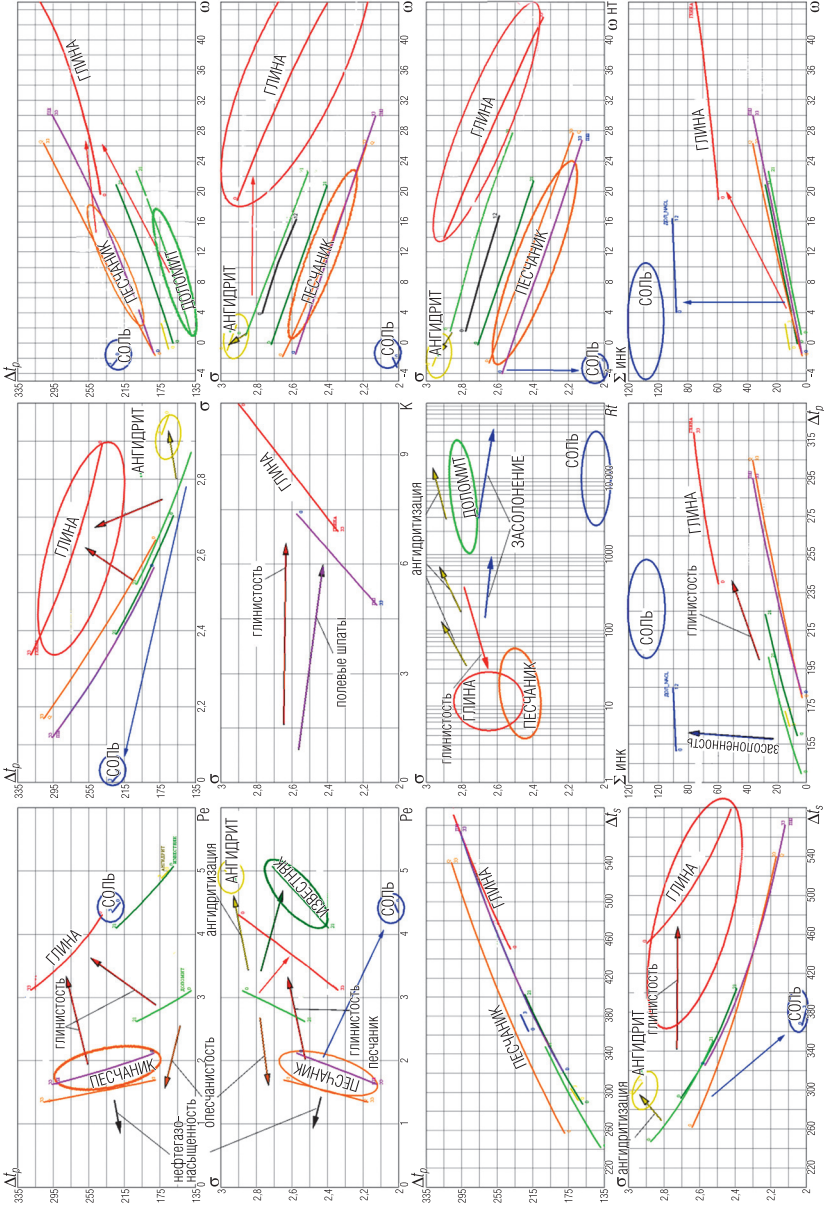


Рис. 2. Графики связей геофизических параметров для пород Восточной Сибири

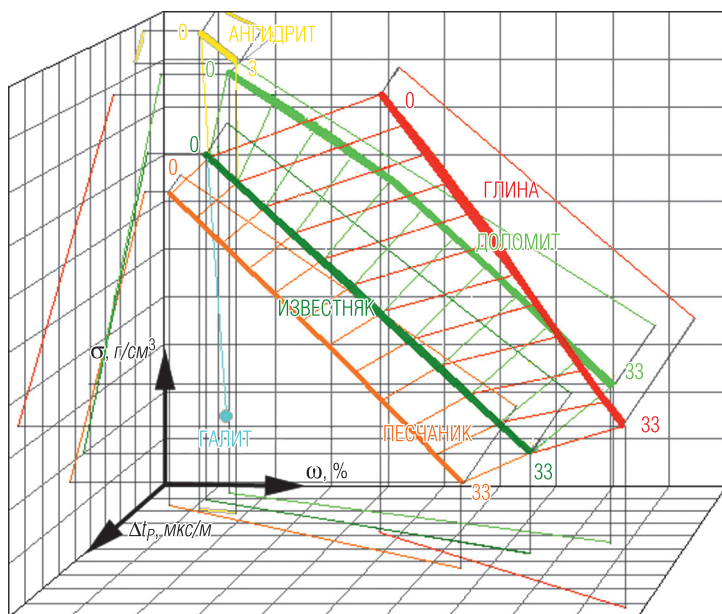


Рис. 3. Трехмерное представление геолого-геофизической модели

Реализуемый аппаратурой “Каскад” комплекс ГИС позволяет расширить круг определяемых параметров с количественными определениями общей и эффективной пористости и проницаемости, осуществить выделение проницаемых интервалов по волнам Стоунли, разделение глинистости по минералогическому составу, определение нефтегазонасыщенности.

На сводном планшете (рис. 4) показаны результаты ГИС и интерпретации в разведочной скважине в терригенном разрезе. В данном примере эффективная пористость оценена тремя независимыми способами: по интервальному времени волны Стоунли, по данным ЯМК и по результатам интерпретации комплекса ННК-Т, ГГК-П и АК. Нефтенасыщенность определена по стандартной методике.

Кросс-плоты данных ННК-Т, ГГК-П, АК отображены на рис. 5. Из анализа отображенных данных следует, что в исследуемом интервале разреза присутствуют песчано-глинистые породы, карбонатизированные пропластки и породы с высоким содержанием углей.

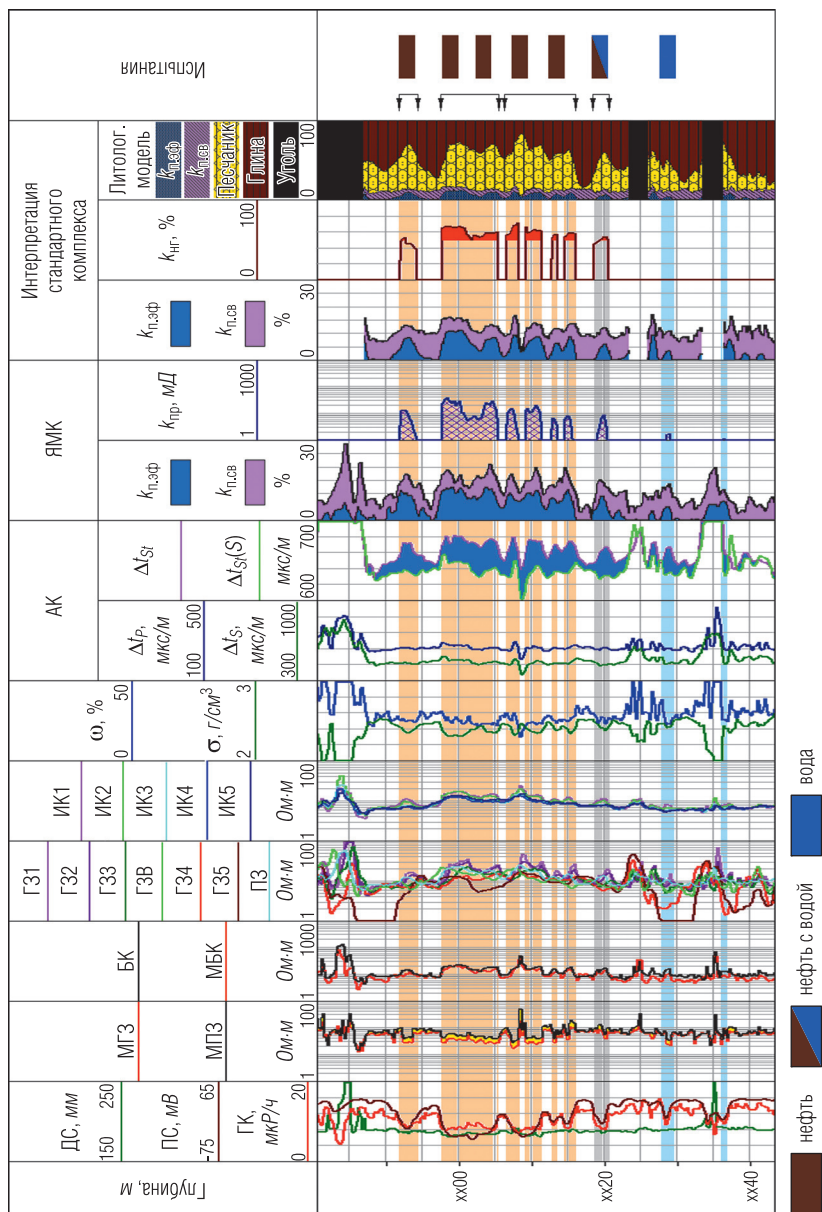


Рис. 4. Комплекс ГИС и результаты интерпретации терригенного разреза поисково-разведочной скважины

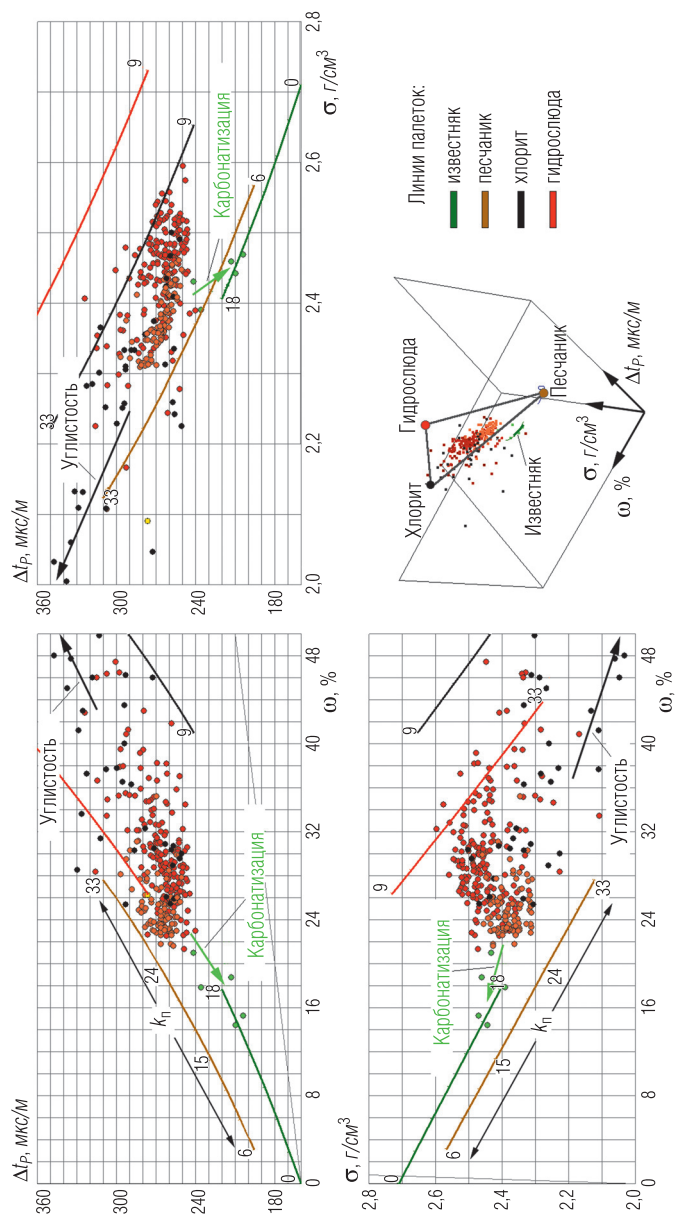


Рис. 5. Кросс-плоты данных НК-Т, ГГК-П, АК, зарегистрированных в терригенном разрезе

Содержание глинистого материала в основной массе пород колеблется от 20 до 70%. Поскольку облако массива данных (рис. 5) имеет вытянутую форму, смещенную в сторону палетки хлорита, можно предположить, что состав глин преимущественно хлоритовый с небольшой долей (до 30%) гидрослюд. Карбонатизированные и углистые пласты выделяются по смещению точек облака, соответствующих этим пластам, соответственно в сторону палеток “известняк” и “уголь”.

Общая пористость пород изменяется от 5 до 30%. Проницаемость – до 40 мД.

Сводный планшет и результаты интерпретации в разведочной скважине карбонатного разреза приведены на рис. 6.

Нижекембрийские отложения залегают непосредственно под солевыми отложениями. Отложения представлены смесью минералов, преимущественно хемогенного происхождения. Преобладающую часть объема пород составляют доломиты с переслаиванием известковистых, ангидритизированных и глинистых доломитов. Распространены коллекторы смешанного типа: каверново-поровые, трещинно-поровые и каверново-трещинно-поровые.

В скважине, кроме методов стандартного комплекса ГИС, были дополнительно проведены исследования методами импульсного нейтронного, спектрального нейтронного, кроссдипольного и ядерно-магнитного каротажей.

Наличие соли (серые точки) и ангидритизированных пород (желтые точки) позволяет надежно оценить качество исходных данных, используя эти пласты в качестве опорных (рис. 7). Отмечается присутствие известняка доломитизированного (темно-зеленые точки), доломитов (светло-зеленые точки) и глинистых доломитов (красные точки). Для интервалов с каверновой пористостью характерны заниженные показания интервального времени продольной волны относительно плотности и водородосодержания. Интервалы с подвижным флюидом определены по данным ЯМК и волны Стоунли. Все они связаны с наличием каверновой пористости.

На рис. 8 приведены результаты ГИС и интерпретации по глубокой скважине: забой – 6980 м, температура на забое – 215 °С, давление 810 атм. Подсолевые нефтематеринские породы относятся к среднему девону. По кросс-плотам $\Delta t_p - \Delta t_s - W$ (рис. 9) можно расчленить разрез на известняки (темно-зеленые точки), доломиты (светло-зеленые), песчаники (коричневые и синие точки) и глинистые породы (красные и розовые точки).

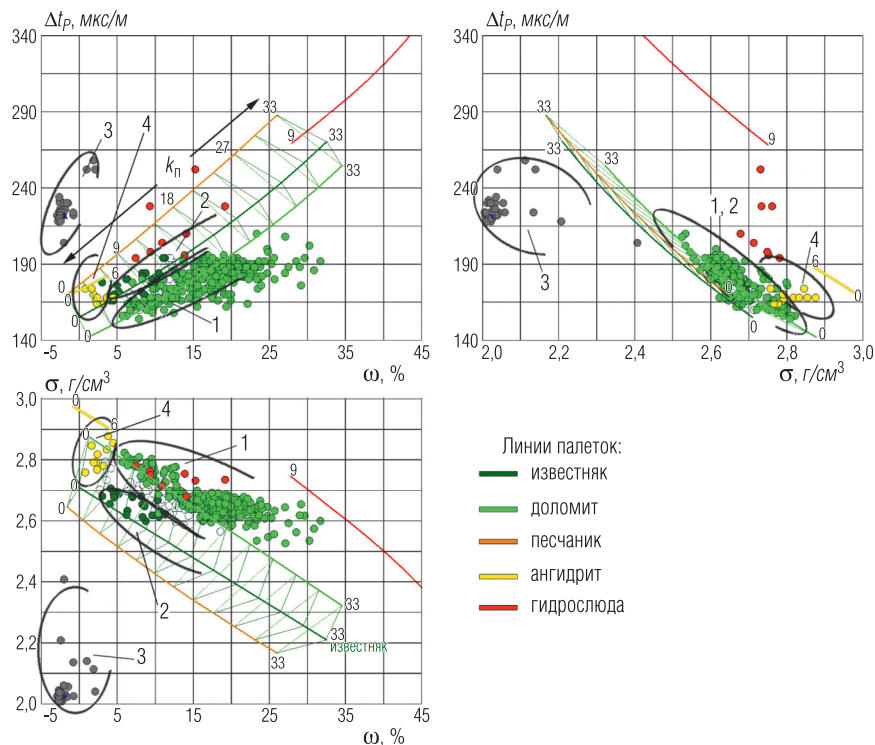


Рис. 7. Кросс-плоты данных, зарегистрированных в подсолевых карбонатных отложениях:

1 – доломит; 2 – известковый доломит; 3 – соль; 4 – ангидритизированные породы

Дополнительное использование данных ГК позволяет расчленить песчаники на кварцевые (коричневые точки) и полевошпатовые (синие), а глинистые породы на преимущественно гидрослюдистые (красные) и хлоритовые (розовые). Желтые точки соответствуют карбонатным породам с признаками газосодержания. На это указывают:

- уменьшение отношения $\Delta t_S/\Delta t_P$;
- уменьшение амплитуд продольной волны.

Общая пористость пород изменяется от 1 до 24%.

Результаты каротажа в интервале эффузивных пород приведены на рис. 10.

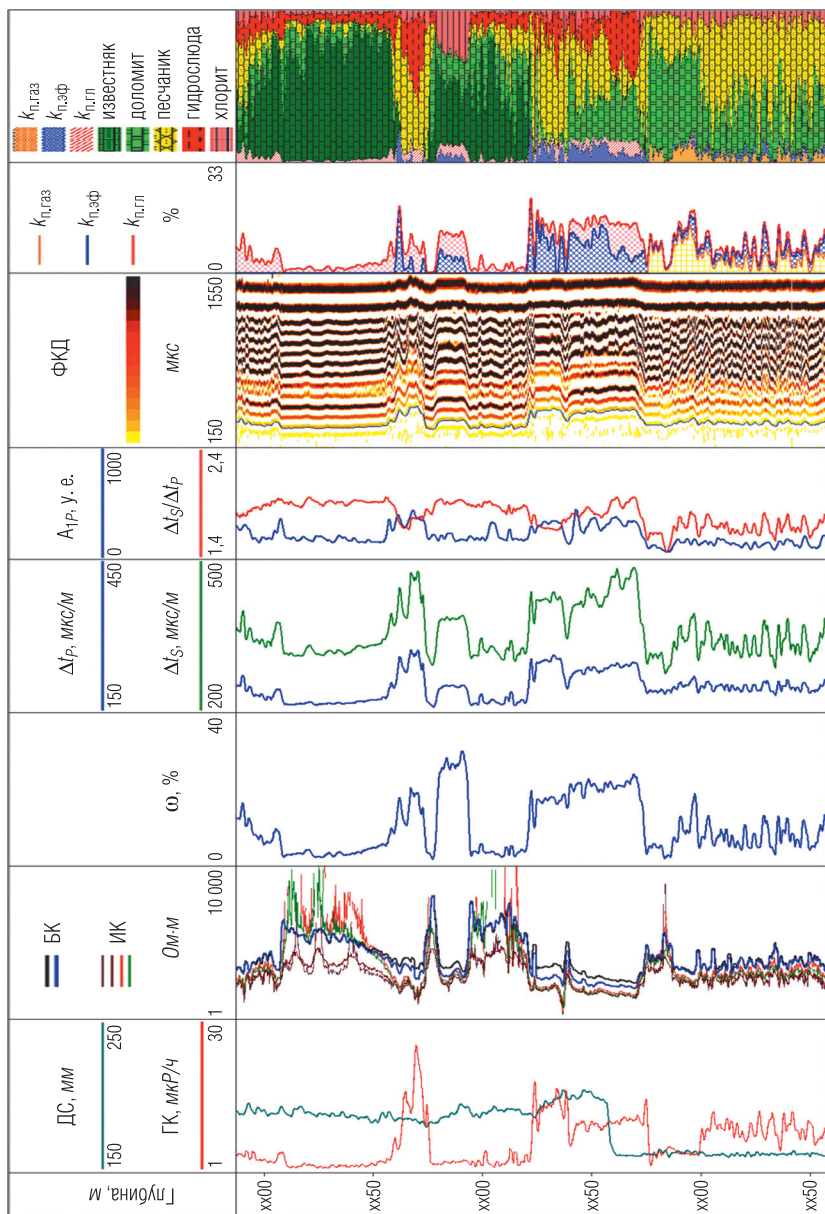


Рис. 8. Результаты ГИС и интерпретации по глубине скважине

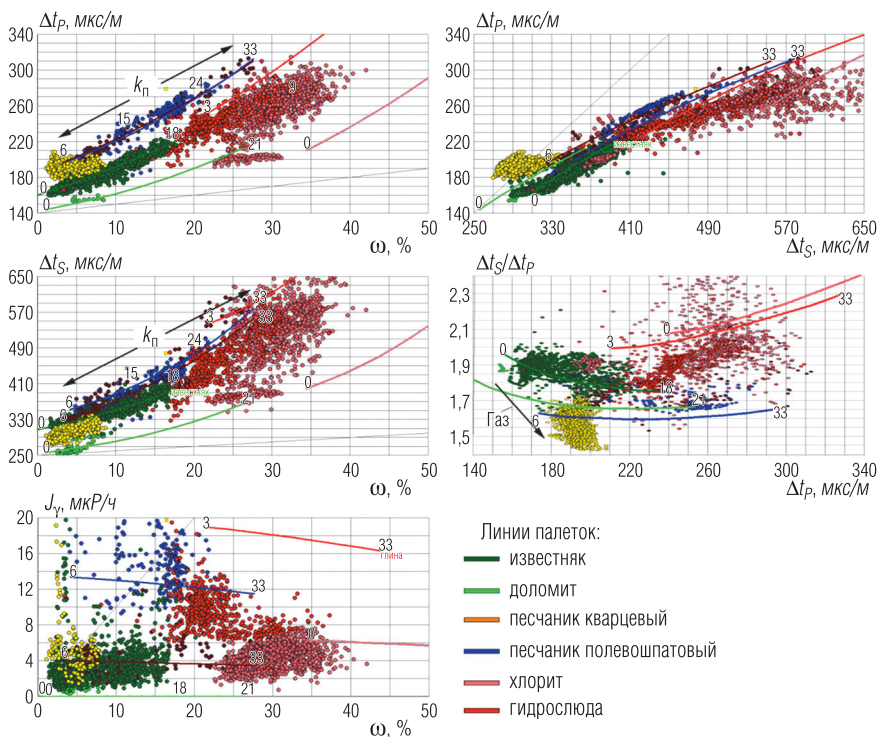


Рис. 9. Кросс-плоты данных ГИС, зарегистрированных при температуре 215 °С и давлении 810 атм

По результатам исследований ядра образования триаса представлены мощной толщей эффузивных пород кислого, реже среднего состава. В породах наблюдается изобилие микро- и макротрещин. Процессы выщелачивания, протекающие по трещинам, приводили к их расширению до размеров каверн. Часть трещин залечена вторичными минералами: кремнеземом, хлоритом, сидеритом, кальцитом и др. В продуктивных интервалах открытые трещины и каверны заполнены битумом или капельно-жидкой нефтью.

Коллекторы преимущественно порово-трещинные. Их выделение подтверждено результатами испытаний и промыслово-геофизических исследований.

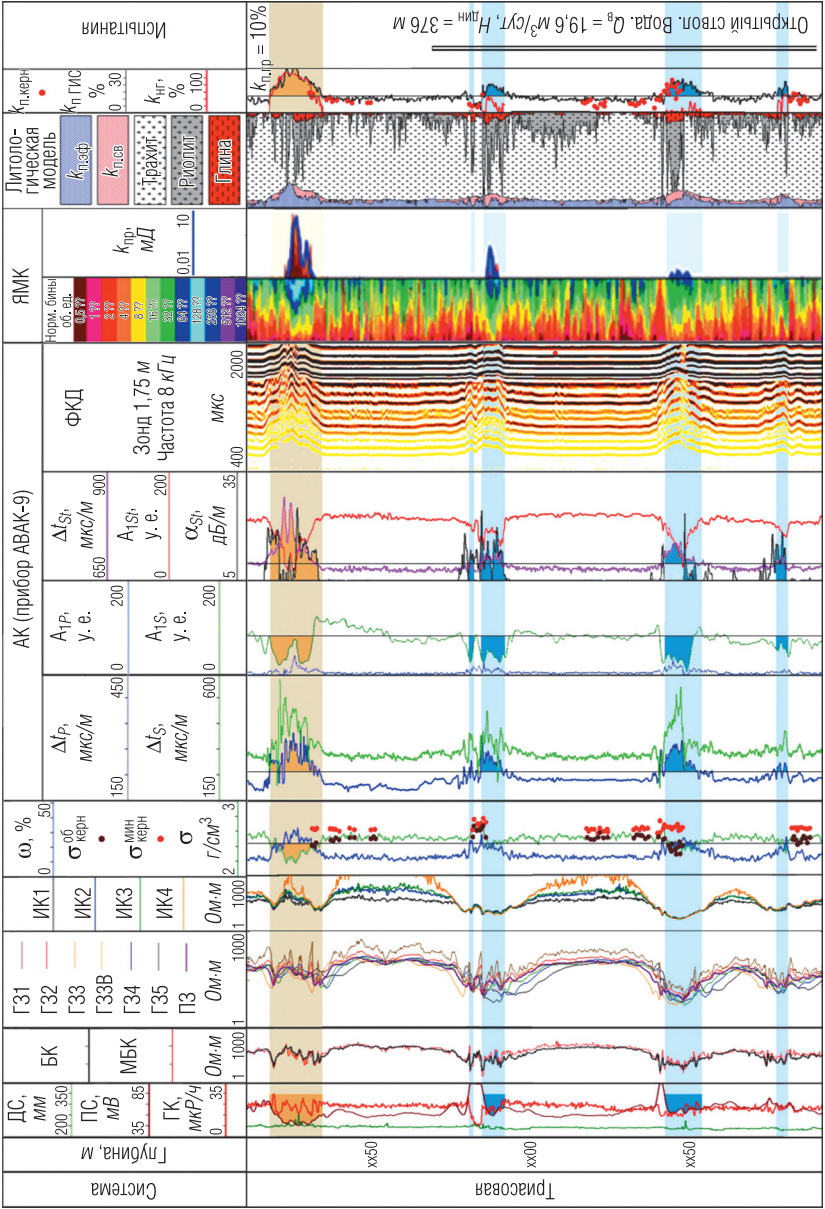


Рис. 10. Результаты ГИС и интерпретации в интервале эффузивных пород

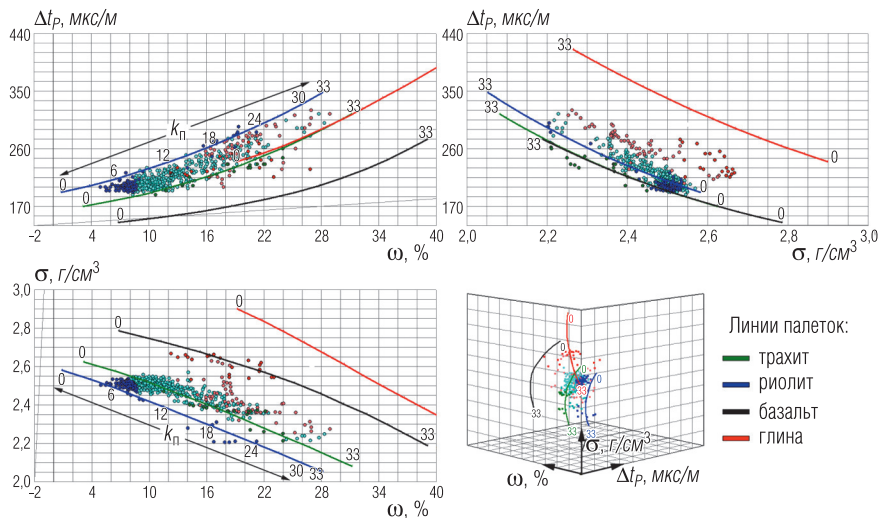


Рис. 11. Кросс-плоты данных ГИС

По распределению данных на кросс-плотах (рис. 11) породы кислого состава – реалит-трахитовые. Интервалы преобразованных пород характеризуются повышенным содержанием глинистых минералов.

При производстве основного объема скважинных исследований, а также при оценке ФЕС, основным в процессе интерпретации ГИС является определение коэффициентов пористости. Определение коэффициентов проницаемости по данным ядерно-магнитного каротажа производится при исследованиях в поисковых и разведочных скважинах. В связи с этим необходимо оценивать погрешности количественных определений пористости по данным ГИС.

В реализуемом комплексе скважинной аппаратуры “Каскад” по комплексу методов нейтронного, плотностного и акустического каротажей решением системы линейных уравнений по методике кросс-плотов определение коэффициентов производится с погрешностью $\pm 2\%$ абс.

Для подтверждения указанной погрешности проведено сопоставление полученных по ГИС значений $k_{п.общ}$ с лабораторными исследованиями керна в терригенных и карбонатных разрезах. По результатам исследования сложнопостроенных, частично засоленных

карбонатных коллекторов Восточной Сибири разница в значениях составляет 0,5–2,5% (рис. 12).

В терригенном разрезе Западной Сибири (рис. 13) разница в значениях находится в таких же пределах.

Полученные при сопоставлении данные дают основание уверенно использовать комплекс “Каскад” и методику интерпретации при оценке $k_{п.общ.}$

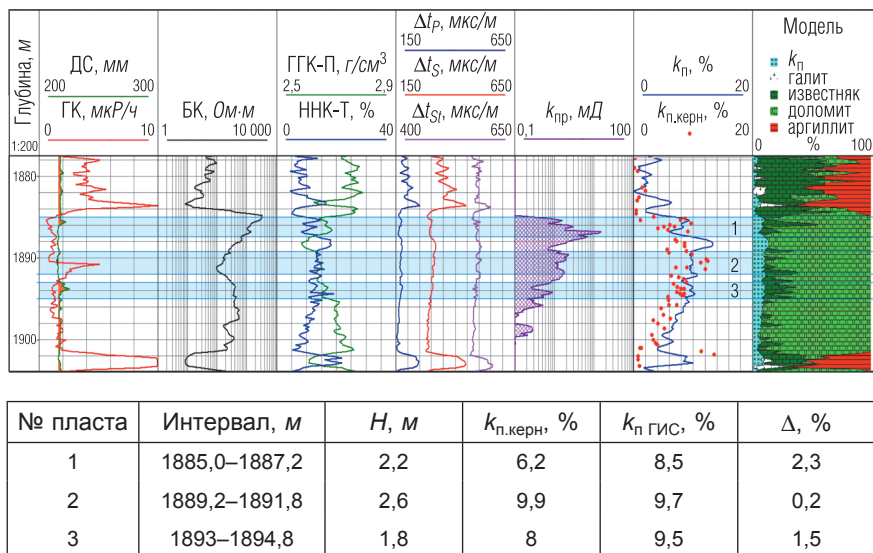


Рис. 12. Северо-Могдинское месторождение. Карбонатный разрез

Определение нефтегазонасыщенности

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности проводится по классическому уравнению Арчи–Дахнова и петрофизическим зависимостям для конкретного района. Основным исходным геофизическим параметром ГИС для определения $k_{нг}$ служит удельное сопротивление пород разреза, определяемое по данным электрических методов. Комплекс электрических методов аппаратуры “Каскад” для оценки $\rho_{п}$ включает в себя боковое каротажное зондирование, многозондовый индукционный каротаж, двойной боковой каротаж и микробоковой каротаж.

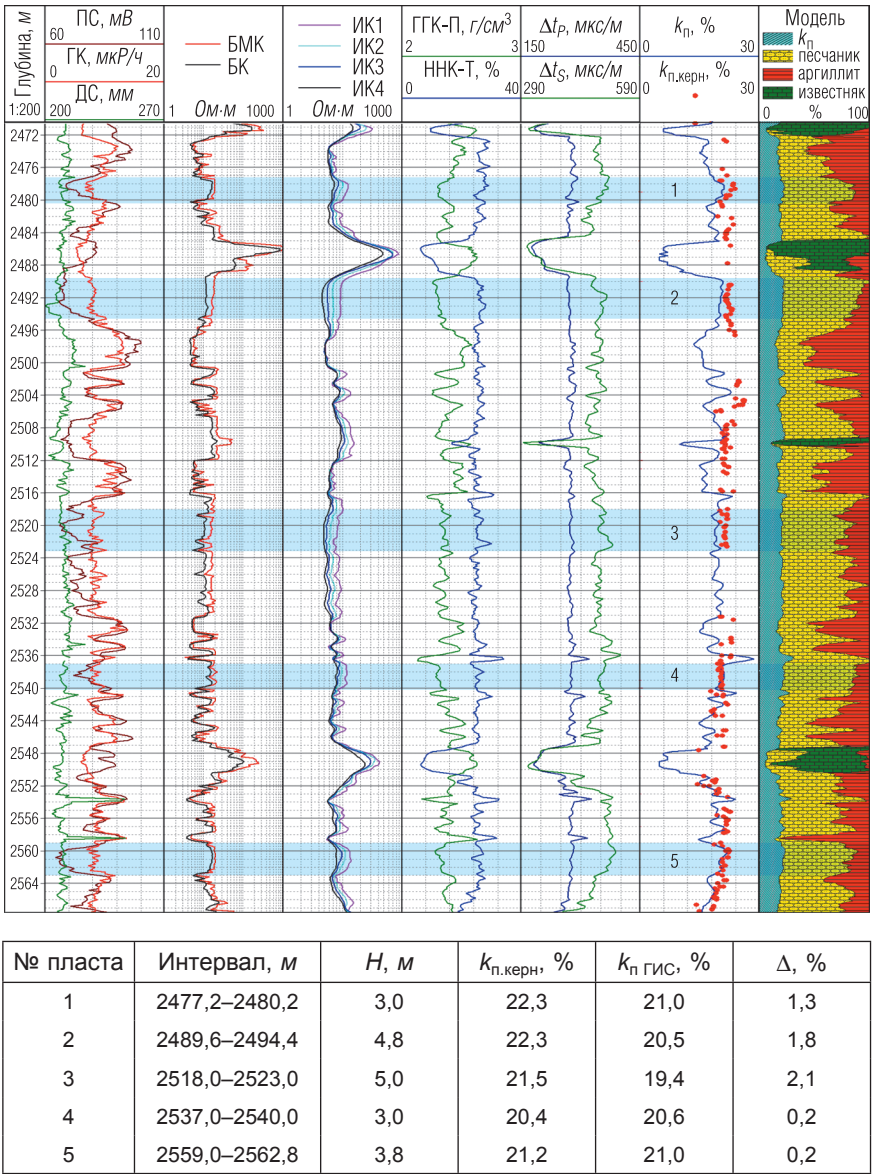


Рис. 13. Федоровское месторождение. Терригенный разрез

В комплексе ГИС важнейшее место занимают методы, несущие информацию о геоэлектрических характеристиках разреза. Они остаются практически единственными методами, служащими для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности, и занимают более половины объема геофизических исследований, проводимых в открытом стволе.

К настоящему времени в производственных организациях используется весь набор скважинных приборов электрического каротажа в комплексе “Каскад”. Для определения удельного сопротивления пластов используется совместная обработка данных разнотипных зондов электрического (БКЗ, 2БК, БМК) и электромагнитного (4ИК, 5ИК) каротажей, позволяющая оценивать показатели геоэлектрического разреза с минимальными погрешностями.

Для этой цели разработана программа ЭКАР, рекомендованная для использования при подсчете запасов нефти и газа и эксплуатирующаяся как самостоятельно, так и в составе систем обработки ГИС-Подсчет и LogTools. В ходе дальнейших работ в нее для обработки было включено большинство отечественных зондов ЭК и ЭМК. Она подключена к программной оболочке LogWin и зарегистрирована Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам в Реестре программ для ЭВМ под именем LogWin-ЭК. Эта программа позволяет проводить поточечную обработку, а также реализовать все этапы попластовой обработки, предусмотренные изорезистивной методикой интерпретации. Она включает в себя оценку качества результатов измерений зондами ЭК и ЭМК с уточнением удельного электрического сопротивления (УЭС) промывочной жидкости (ПЖ) и определение электрических параметров пластов.

Программой LogWin-ЭК производится совместная обработка зондов БКЗ, потенциал-зонда, зонда двойного бокового каротажа (БК-3/5, БК-7/9), многозондового индукционного каротажа (5ИК) ООО “Нефтегазгеофизика”.

В табл. 3 представлены используемые на различных этапах обработки интерпретационные модели и определяемые параметры.

Поточечная обработка, реализованная в программе, может проводиться как для отдельных зондов, так и для многозондовых комплексов. Такая обработка, кроме получения оценок УЭС разреза по каждому из зондов, дает возможность визуальной оценки качества диаграмм и выделения пластов для попластовой обработки, в частности пластов с зоной проникновения.

Таблица 3

Интерпретационные модели

Процедура обработки	Интерпретационная модель	Определяемые параметры
Оценка качества по опорным пластикам ($N \geq 3$, $H \geq 3,0$ м)	Одиночный пласт со скважиной в однородных вмещающих породах: – анизотропный пласт без зоны проникновения – пласт с зоной проникновения	Аддитивные и мультипликативные погрешности измерений всеми зондами, УЭС ПЖ (ρ_c) УЭС пласта (ρ_n), коэффициент анизотропии (λ_n) ρ_n , контрастность проникновения ($\rho_{пз}$, ρ_n)
Поточечная обработка данных одиночных зондов	Пласт неограниченной толщины со скважиной без зоны проникновения	Кажущиеся сопротивления по зондам, исправленные за влияние скважины
Поточечная обработка данных комплексов зондов БИК, БМК, 2БК	Пласт неограниченной толщины со скважиной и с зоной проникновения	ρ_n , УЭС промытой зоны ($\rho_{пз}$), относительный диаметр зоны проникновения (D/d)
Попластовая обработка данных комплекса зондов при $H \geq 0,8$ м БИК, БКЗ, 2БК	Одиночный пласт со скважиной в однородных вмещающих породах: – анизотропный пласт без зоны – пласт с зоной проникновения	ρ_n , λ_n ρ_n , $\rho_{пз}$, D/d

В процедуре выделения пластов с зоной проникновения после поточечной обработки могут с успехом использоваться и диаграммы градиент-зондов.

В программе при попластовой обработке реализована возможность явного задания типа пласта (без проникновения, с проникновением) или автоматического выбора типа пласта программой путем сопоставления невязок решений при задании типа пласта “неопределенный”.

Вся информация, необходимая для анализа принятых решений, выводится в табличной форме. Это конкретные отсчеты, снятые в пласте и во вмещающих породах, расчетные показания зондов, невязки, нормированные на предполагаемые погрешности измерений.

Во всех процедурах попластовой и поточечной обработки согласованно используются выбранные источники данных о диаметре скважины и УЭС ПЖ (отсчеты с диаграмм каверномера и резистивиметра или введенные интерпретатором априорные значения). При использовании априорных данных об УЭС ПЖ возможен автоматический учет влияния геотермического градиента.

В процедурах попластовой обработки одновременно могут использоваться данные до 20 зондов.

Точность определения удельных сопротивлений зависит от погрешностей систем измерения, скважинных условий строительства скважин, геоэлектрического разреза и полноты выполнения комплексов ГИС.

Для терригенного разреза Западной Сибири в однородных пластах коллекторов при выполнении комплекса БКЗ, 2БК, 5ИК погрешность определения удельных сопротивлений составляет 20%. При уменьшении толщины пласта до 2 м погрешность вырастает до 40%.

В карбонатном разрезе Восточной Сибири с высокой минерализацией буровых растворов при выполнении комплекса БКЗ, БК-7/9, МБК погрешность определения удельных сопротивлений составляет 40%.

Для оценки возможной погрешности при определении коэффициентов нефтегазонасыщенности (с погрешностью определения удельных сопротивлений пластов порядка 20%) проведен расчет $k_{нг}$ по уравнению Арчи для сопротивлений 10, 20 и 30 Ом·м (табл. 4).

Расчет производился для $k_n = 22\%$ и $C = 18$ г/л по формуле Арчи–Дахнова:

$$k_{нг} = 1 - \sqrt[n]{\frac{\alpha \cdot RW}{RT \cdot \left(\frac{k_n}{100}\right)^m}},$$

где $n = 2$ (показатель водонасыщенности); $m = 1,65$ (степень сцементированности); $RW = 0,21$ при $T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $RW = 0,16$ при $T = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ (сопротивление пластовых вод); $\alpha = 0,65$ (для терригенного разреза); RT – УЭС пласта.

Таблица 4

Погрешности определения $k_{\text{нг}}$ при $\rho_n = 20\%$ отн.

	8 Ом·м (мин.)	10 Ом·м (сред.)	12 Ом·м (макс.)	16 Ом·м (мин.)	20 Ом·м (сред.)	24 Ом·м (макс.)	24 Ом·м (мин.)	30 Ом·м (сред.)	36 Ом·м (макс.)
$k_{\text{нг}}, \%$ ($T = 50^{\circ}$)	54,4	59,3	62,8	67,8	71,2	73,7	73,7	76,5	78,5
$k_{\text{нг}}, \%$ ($T = 70^{\circ}$)	60,2	64,4	67,5	71,9	74,9	77,0	77,0	79,5	81,3

Как видно из приведенных данных, погрешность определения $k_{\text{нг}}$ составляет 2–3% абс., что позволяет однозначно выделять продуктивные пласты.

Заключение

К настоящему времени в ООО “Нефтегазгеофизика” разработан и серийно выпускается полный набор аппаратуры и оборудования для проведения измерений во всех категориях скважин на стадии поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородов в различных геолого-технологических 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. Решение геологических задач по выделению литотипов, составляющих

изучаемый разрез пород, определение ФЕС и нефтенасыщенности производятся с минимальными погрешностями и удовлетворяют требованиям условий поискового, разведочного и эксплуатационного бурения.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, В. А. Пантюхин,
Д. В. Белоконь, В. М. Теленков
ООО “Нефтегазгеофизика”*

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ГИС ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСОМ “КАСКАД-А”

Рассмотрена технология производства ГИС автономными приборами на бурительных трубах в горизонтальных скважинах. Технология включает в себя полный набор модулей скважинных приборов, способов регистрации данных и программных средств. Показаны возможности и ограничения по определению количественных параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтегазонасыщенности.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, автономные приборы, регистрация, методика интерпретации, анизотропия.

Предлагаемая технология ориентирована на проведение полного комплекса ГИС в горизонтальных скважинах. Она включает в себя работы по определению траектории ствола относительно проектного пласта, его ФЕС, выделение литологических разностей горных пород в интервале ствола и построение литологической колонки.

Основа технологии – аппаратурно-программный комплекс “Каскад-А”, а также система регистрации, первичной обработки исходных данных, геологическая интерпретация по определению общей и эф-

фективной пористости, коэффициентов проницаемости и построение литологической колонки разреза.

Комплекс автономных приборов “Каскад-А” доставляется 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. 1.

Таблица 1

Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”

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

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память 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, массы 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.

Варианты сборки автономных приборов “Каскад-А” представлены на рис. 1.

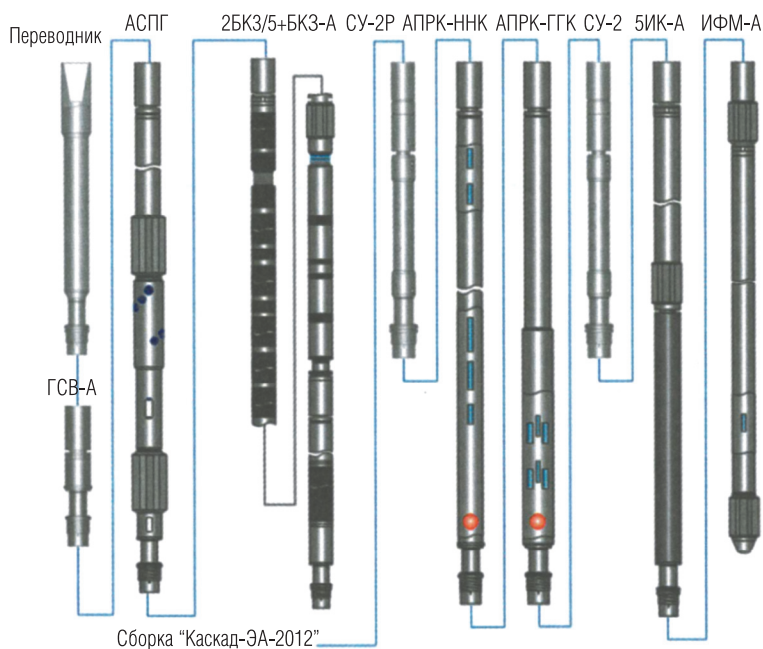


Рис. 1. Варианты сборки автономных приборов “Каскад-А”

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

- $T_{\max}$ – 90, 120, 150 °С;
- $P_{\max}$ – 60, 80, 100, 120 МПа.

Конструкции зондовых установок и метрологические характеристики скважинных приборов полностью идентичны характеристикам

кабельных приборов, что обеспечивает получение геофизических материалов требуемого качества.

Технические характеристики, область применения и решаемые задачи приведены в табл 2.

Обработка и интерпретация

Комплекс ГИС, реализуемый аппаратурой “Каскад-А”, позволяет с необходимой точностью, сопоставимой с результатами ГИС кабельной аппаратурой “Каскад”, решать поставленные задачи по определению ФЕС вскрытых пород и нефтегазонасыщенности.

Основные способы комплексной интерпретации данных скважинных исследований рассмотрены в описании технологии проведения ГИС комплексом кабельной аппаратуры “Каскад”.

При этом отличительной особенностью интерпретации данных ГИС является учет послойной анизотропии вдоль ствола горизонтальных скважин. Анизотропия вносит определенные искажения в измеряемые параметры за счет наличия в диапазоне глубинности методов ГИС пластов и пропластков с различными физическими свойствами.

Определение фильтрационно-емкостных свойств

Для уточнения влияния послойной анизотропии на измеряемые параметры проведены методические работы и математическое моделирование. При расчете общей пористости коллекторов для определения влияния послойной анизотропии на методы плотностного, нейтронного и акустического каротажа проведено сопоставление с результатами вертикальных скважин по опорным пластам аргиллитов и коллекторов.

Проведена статистическая обработка измеряемых параметров водородосодержания ω (%), плотности* σ ($г/см^3$), времени пробега продольной волны Δt (мкс) комплексной аппаратурой “Каскад-А” по ряду скважин в едином продуктивном горизонте по песчаникам и аргиллитам.

* Относительно плотности и водородосодержания горные породы изотропны, но обладают неоднородностью (гетерогенностью). (Прим. ред.)

Таблица 2
Область применения, решаемые задачи и технические характеристики автономных приборов, входящих в комплекс "Каскад-А"

Марка прибора	Область применения	Решаемые задачи	Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Вертикальное расчленение, м	Глубинность метода, м
1	Для исследования сильнопологих 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 нефтегазо-насыщенных пластов	ρ_k 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 комбинированный электрический и двойного бокового каротажа автономный БКЗ+2БКЗ/5	Для исследования сильнопологих 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, определение зоны проникновения и УЭС неизменной части пласта, выделение коллекторов, оценка характера нефтегазо-насыщенности	ρ_k зонда БК-3 ρ_k зонда БК-5	0,2–5000 Ом·м 0,2–5000 Ом·м	0,15	0,8 0,33
Прибор автономный двойного бокового каротажа 2БКЗ/5-А						

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Прибор индукционного каротажного зондирования автономный ЗИК-А	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газозовых 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 неплотностей пластов без зоны проникновения; оценка характера нефтегазонасыщенности	Проводимость по зондам: ЗИО,3 ЗИО,5 ЗИО,85 ЗИИ,26 ЗИО,05	3–2000 мСм/м	0,35–2,5	0,4–3,0
Прибор радиоактивного каротажа АРК-ННК, АРК-ЗН, АРК-ГНК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин диаметром 120–350 мм, заполненных любой промывочной 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-гамма-каротажа автотомный АГТ-РК-ГГК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола диаметром до 216 мм, заполненных буровым раствором любого состава	Литологическое расчленение разреза; определение коэффициентов пористости; определение (уточнение) минерального состава пород	Объемная плотность пород	1,7–3,0 г/см ³	> 0,2	0,5

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Прибор акустическо-го каротажа автоном-ный АК-А	Для исследования силь-нопологих и горизонталь-ных участков открыто-го ствола диаметром до 127–216 мм, заполненных буровым раствором любо-го состава	Литологическое расчле-нение разреза по упругим свойствам горных пород; определение коэффици-ентов и типов пористости; выделение проницаемых зон в сложнопостроенных коллекторах; определение модулей уп-ругости	Интервальное время про-дольной, по-перечной и Стоунли волн	Δt_p 100–500 мкс/м Δt_s 200–500 мкс/м Δt_{sl} 600–800 мкс/м	> 0,5	0,2–0,35
Прибор интеграль-ного гамма-каротажа автономный АПРК-ГК	Для исследования силь-нопологих и горизонталь-ных участков ствола, за-полненных буровым рас-твором любого состава с содержанием NaCl не бо-лее 300 г/л, в скважинах диаметром до 350 мм	Литологическое расчле-нение разреза; определение коэффици-ентов глинистости; определение (уточнение) минерального состава по-род; выделение радиогеохими-ческих аномалий	Естественная гамма-актив-ность пород	0–250 мкР/ч	0,8	0,4
Профилемер акус-тический автоном-ный АСПТ-90	Для измерения внутрен-ней геометрии открытых стволов скважин, запол-ненных буровым раство-ром на водной или нефтя-ной основе плотностью до 1,2 г/см ³ в скважинах диа-метром 127–216 мм	Определение профиля ствола скважины по вось-ми внутренним радиусам в каждом поперечном се-чении	Профиль ство-ла скважин	60–300 мм	0,1–0,2	–

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Ферромагнитный инклинометр ИФМ-А	Для исследования необсаженных сильнопологих и горизонтальных участков ствола скважин, заполненных буровым раствором на немагнитной основе	Определение пространственных координат ствола скважины	Зенитные углы наклона; магнитные азимуты	0–180° 0–360°	–	–
Прибор импульсного нейтронного сканирования АПРК-ИН-НК-108	Для исследования горизонтальных и пологих скважин открытого ствола и обсаженных стальной колонной, заполненной жидкостью на любой основе и газом, диаметр 120–350 мм	Определение текущей нефтенасыщенности; определение ГНК и ГВК; определение пористости коллекторов; литологическое расчленение разреза	Декремент затухания плотности нейтронов	–	0,5	0,5
Прибор спектрометротажного гамма-капюльона АПРК-СГК	Для исследования горизонтальных и сильнопологих скважин, заполненных жидкостью на любой основе или газом, диаметр 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 ppm Th – 0,5–200 ppm K ⁴⁰ – 0,1–20%	0,5	0,5

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
АВАК "Прибор кроссди- польного каротажа"	Для исследования гори- зонтальных и пологих скважин открытого ство- ла и обсаженных колон- ной, заполненной жидко- стью на любой основе, с диаметром скважины 120– 350 мм	Корреляция геологичес- ких разрезов; определение коллекторс- ких свойств; определение анизотропии горных пород	Скорости про- дольных, по- перечных и волн Стоунли	Δt_p 120– 600 мкс/м Δt_s 250– 800 мкс/м Δt_{si} 600– 900 мкс/м	0,5	0,25 0,35 0,5
"Прибор ядерно-магнитного ка- ротажа"	Для исследования гори- зонтальных и пологих скважин открытого ствола с диаметром 190–295 мм, заполненных жидкостью без магнитных добавок	Корреляция геологичес- ких разрезов; литологическое расчле- нение; определение общей и эф- фективной пористости, проницаемости, остаточ- ной водонасыщенности, нефтегазонасыщеннос- ти в скважинах с откры- тым стволом, заполнен- ных жидкостью на водной основе	Амплитуда сигнала, вре- мя продоль- ной релакса- ции	1–100% 1–3000 мс	0,62	0,14 0,18

Целью проведенного анализа было выявление влияния анизотропии пород и скважинных условий в горизонтальных стволах скважин. Работы проведены с использованием стандартизированной, метрологически проверенной аппаратуры.

Для исключения систематических погрешностей в технических характеристиках приборов проведен анализ получаемых данных по опорному пласту пяти различных скважин одного месторождения.

Для проверки стабильности работы прибора проведен анализ построения статистических распределений параметров ω , σ , Δt .

В качестве опорного пласта выбраны достаточно однородные аргиллиты. Кривые распределения приведены на рис. 2.

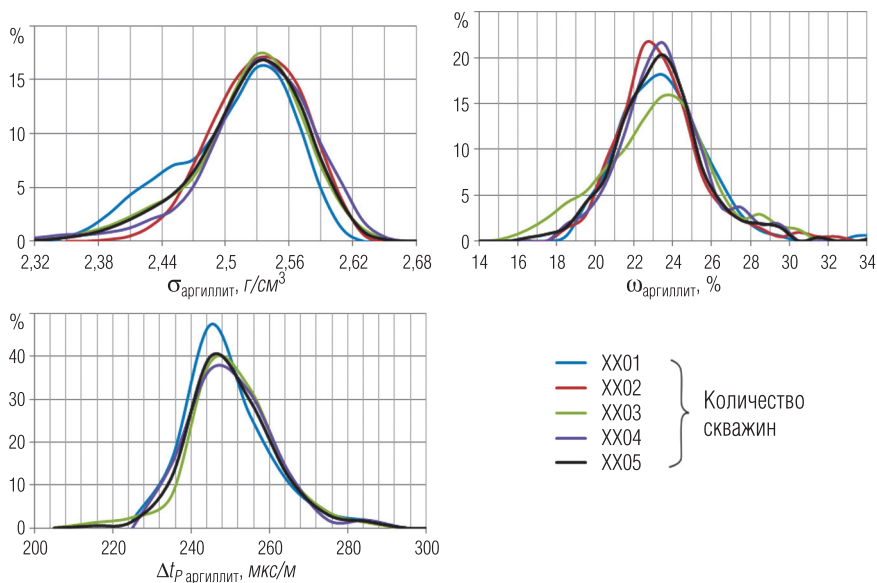


Рис. 2. Вариационные кривые распределения измеряемых параметров ω , σ , Δt

Систематические отклонения по измеряемым параметрам в различных скважинах отсутствуют. Разброс значений находится в пределах паспортной точности приборов.

С учетом стабильной работы скважинной аппаратуры оценено влияние послонной анизотропии пород, регистрируемой в горизонтальных

скважинах в связи со слоистым строением разреза, в сопоставлении с данными, полученными в вертикальных скважинах.

Возможное влияние данной анизотропии при проведении ГИС горизонтальных стволов на значения ФЕС, определяемых методами ГК, ГГК, АК, ННК-Т, оценивалось по результатам сравнения измеряемых параметров в вертикальных и горизонтальных скважинах по одному и тому же продуктивному горизонту. Для анализа были взяты данные, полученные в пяти горизонтальных и в пяти вертикальных скважинах. В данные нейтронного каротажа вводились поправки за влияние скважинных условий, в первую очередь за изменение диаметра ствола скважин. Результаты сопоставления, представленные в виде кривых распределения значений плотности, водородосодержания и времени пробега продольной волны по песчаникам и аргиллитам, приведены на рис. 3.

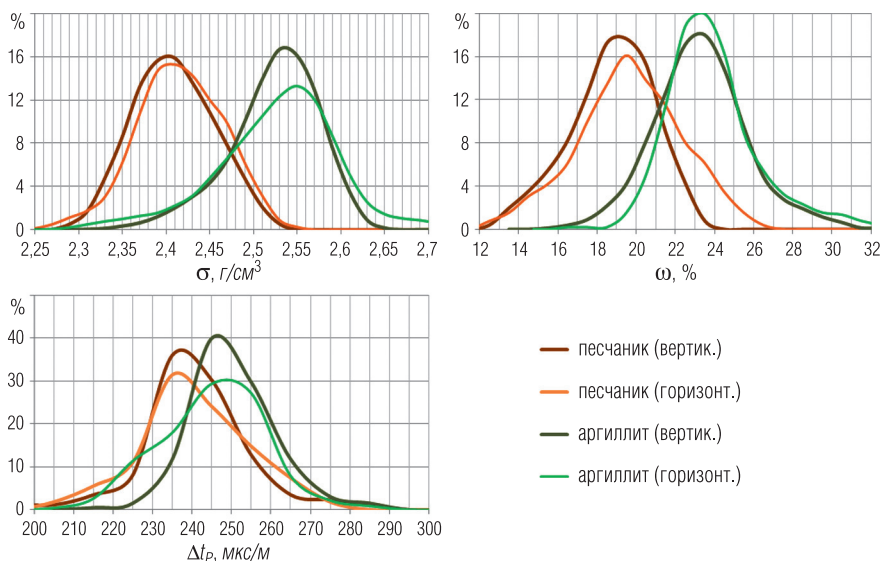


Рис. 3. Сопоставление статистических распределений ω , σ , Δt_p по вертикальным и по горизонтальным скважинам

По результатам анализа отмечается, что существующие технологии регистрации и предварительной обработки данных плотностного

каротажа нивелируют влияние послойной неоднородности в горизонтальных стволах. На данные нейтронного каротажа влияние этого фактора сказывается незначительно и выражено в увеличении зоны перехода на границах пластов. Отмечается расхождение водородосодержания (ω) в песчаниках до 2% при значениях более 22%.

Наиболее сильно в горизонтальных стволах могут искажаться результаты обработки данных акустического каротажа. Даже в однородных коллекторах толщиной более 2 м отмечается занижение интервального времени продольной волны относительно результата, полученного в вертикальных скважинах (до 10–15 мкс).

Подобное расхождение связано с глубиной зоны исследования (для продольной волны она примерно равна 25–35 см) и объемной характеристикой регистрируемого сигнала; в случае расположения скважины вдоль границы пластов одновременно регистрируются упругие волны обоих пластов.

Акустические волны распространяются в упругой среде независимо друг от друга, что позволяет при расположении скважины на границе двух пластов одновременно регистрировать информацию о свойствах этих объектов. Зависимость зоны исследования акустического каротажа от частоты регистрируемой упругой волны позволяет “почувствовать” границу между пластами не только в момент пересечения ее скважиной, но и за 30–50 см до наступления этого события.

Использование данной информации позволяет получить более полную картину геологической обстановки вокруг стенок скважины и оценивать наличие подошвы или кровли пласта относительно вмещающих пород в пределах до 0,5 м при регистрации продольной и поперечной волн.

Представленная на рис. 4 скважина с углом наклона ствола 89° пробурена в карбонатных породах и пересекает два песчано-глинистых пропластка толщиной 0,15 и 0,2 м. Данные акустического каротажа записаны прибором АВАК-А. На волновых картинах по замерам монополярных зондов в интервале глубин $x121$ – $x136$ м одновременно отмечаются фазовые линии двух продольных (P) волн, распространяющихся по карбонатной (быстрой) (1) и глинистой (медленной) (2) сторонам стенки скважины. Это же явление обеспечивает разницу в скорости распространения поперечной волны, зарегистрированной дипольными зондами (4, 5). Фазы поперечной (S) волны в этом интервале на монополярных зондах однозначно не прослеживаются из-за интерференции.

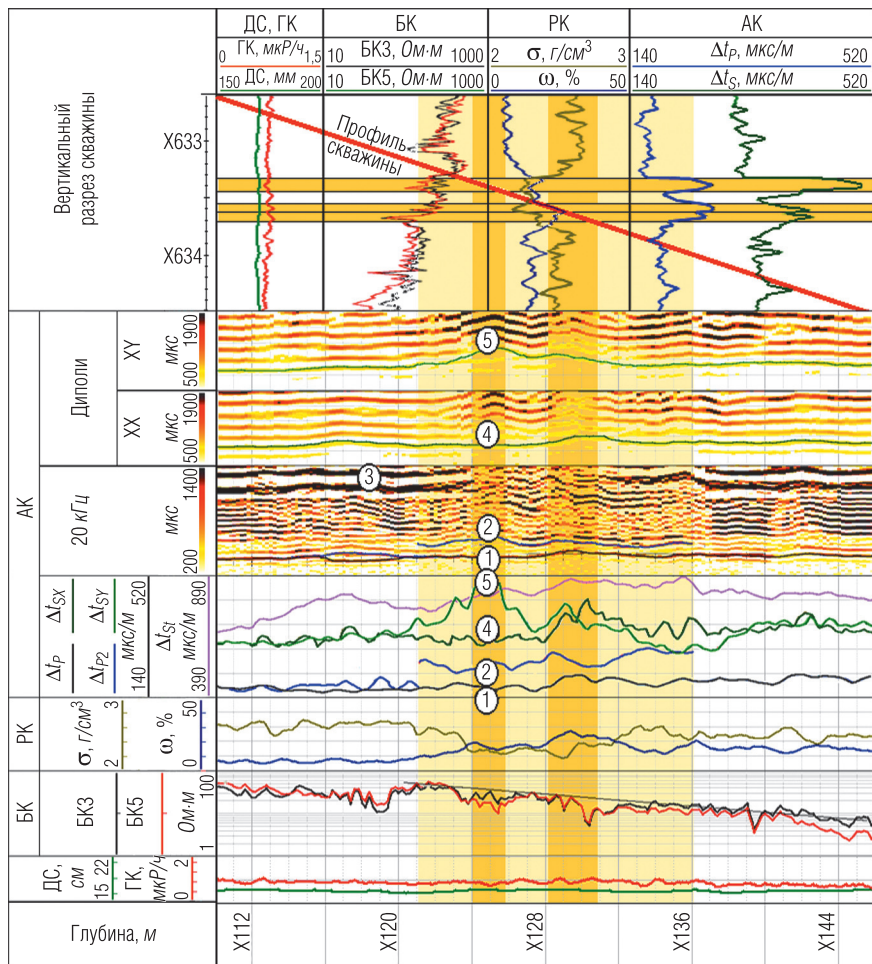


Рис. 4. Регистрация двух продольных волн с различной скоростью распространения (угол наклона скважины 89°; запись получена автономным прибором АВАК-А):

1 – интервальное время продольной волны (Δt_{P1}), распространяющейся по высокоскоростной части стенки скважины; 2 – интервальное время продольной волны (Δt_{P2}), распространяющейся по низкоскоростной части стенки скважины; 3 – волна Стоунли; 4 и 5 – времена распространения поперечной волны для ортогонально расположенных дипольных зондов

По данным электрических методов пласты с пониженным сопротивлением расположены в интервалах $x123$ – $x126$ и $x129$ – $x132$ м, в то время как двойственность пакетов продольной и поперечной волн наблюдается в интервале $x121$ – $x136$ м. Если перевести эти значения в показания абсолютной глубины, то получается, что второй пакет продольной волны наблюдается примерно за 0,2 м до пласта. Это соответствует глубинности акустического исследования при частоте излучателя 20 кГц.

Данные, записанные приборами 2ГГК-П и 2ННК-Т, подобными эффектами не обладают.

Определение нефтегазонасыщенности

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности производится по стандартным методикам на основе уравнения Арчи–Дахнова и петрофизическим зависимостям конкретного района.

Основной проблемой количественной оценки нефтегазонасыщенности является определение удельных сопротивлений коллекторов в горизонтальных скважинах из-за влияния послойной анизотропии.

При проведении ГИС методами электрического каротажа в зоне исследования зондов наряду с коллекторами находятся прослои с различными сопротивлениями. В терригенных разрезах это глинистые и уплотненные породы с карбонатным цементом. Кроме того, искажающим фактором является зона проникновения фильтрата бурового раствора. При исследовании подобного пласта, анизотропного относительно электрического сопротивления, получаемые результаты могут существенно отличаться от электрического сопротивления в зоне напластования коллектора.

Специалистами ООО “Нефтегазгеофизика” проведено математическое моделирование по оценке влияния послойной анизотропии на показания электрических методов. В программно-методическом комплексе LogWin-ЭК рассмотрена возможность определения параметров анизотропии пласта, вскрытого наклонными и горизонтальными скважинами по данным зондов ИК.

Область получения достоверных данных удельного сопротивления ограничена пластами большой толщины. Качественным признаком наличия подобных пластов вдоль ствола горизонтальных скважин

является равенство значений удельных сопротивлений, определяемых большими зондами ИК (зонды 2,05 и 1,26).

Таким образом, к настоящему времени в большинстве случаев определяемые параметры нефтегазонасыщенности носят ориентировочный характер и используются только для качественной оценки.

Для повышения достоверности определения удельных сопротивлений проводятся теоретические и модельные работы по учету влияния послойной анизотропии.

Комплексная интерпретация данных

Данные, зарегистрированные автономными приборами комплекса “Каскад-А”, позволяют оценить исследуемый интервал пласта и определить значения ФЕС в скважинах терригенного и карбонатного разрезов (рис. 5, 6).

Комплексная интерпретация данных, зарегистрированных автономными приборами в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах, производится с использованием тех же методик, что и в вертикальных стволах. Отличием является учет влияния послойной анизотропии на результаты выделения границ пластов отдельными методами.

В терригенных коллекторах методы нейтронного, плотностного и акустического каротажей позволяют с минимальной погрешностью оценивать только коэффициенты общей пористости и глинистости. Задача определения коэффициентов эффективной пористости и проницаемости решается с помощью данных ядерно-магнитного каротажа (рис. 5).

Использование информации больших зондов индукционного каротажа и разноглубинных данных, полученных с помощью акустических зондов, позволяет выделить изотропные интервалы пласта, где по данным электрометрии с минимальной погрешностью оцениваются коэффициенты нефтегазонасыщенности.

В карбонатных коллекторах исследования методом акустического каротажа в комплексе с методами нейтронного и плотностного каротажа позволяют разделить коллектор по типам пористости (гранулярная, трещинная, каверновая и смешанная) и выделить на качественном уровне проницаемые интервалы (рис. 6).

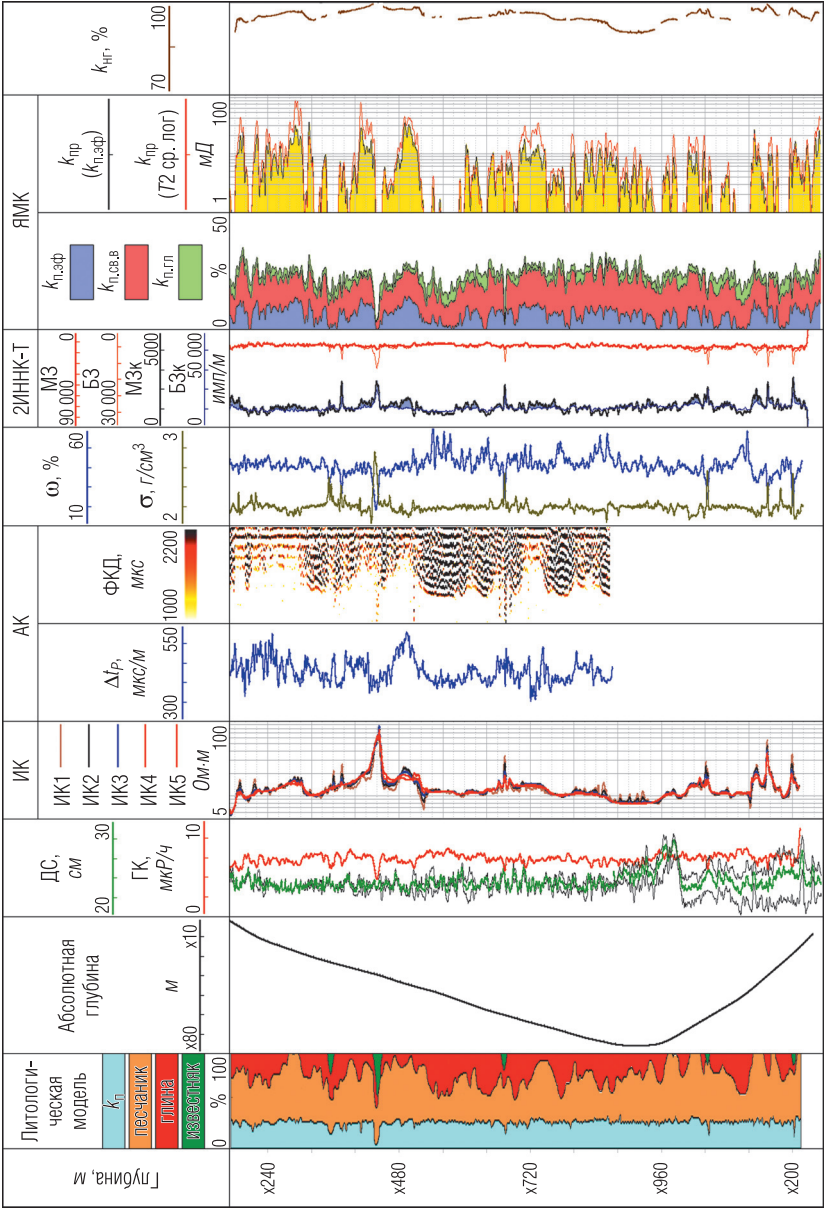


Рис. 5. Горизонтальная скважина в терригенном разрезе горных пород

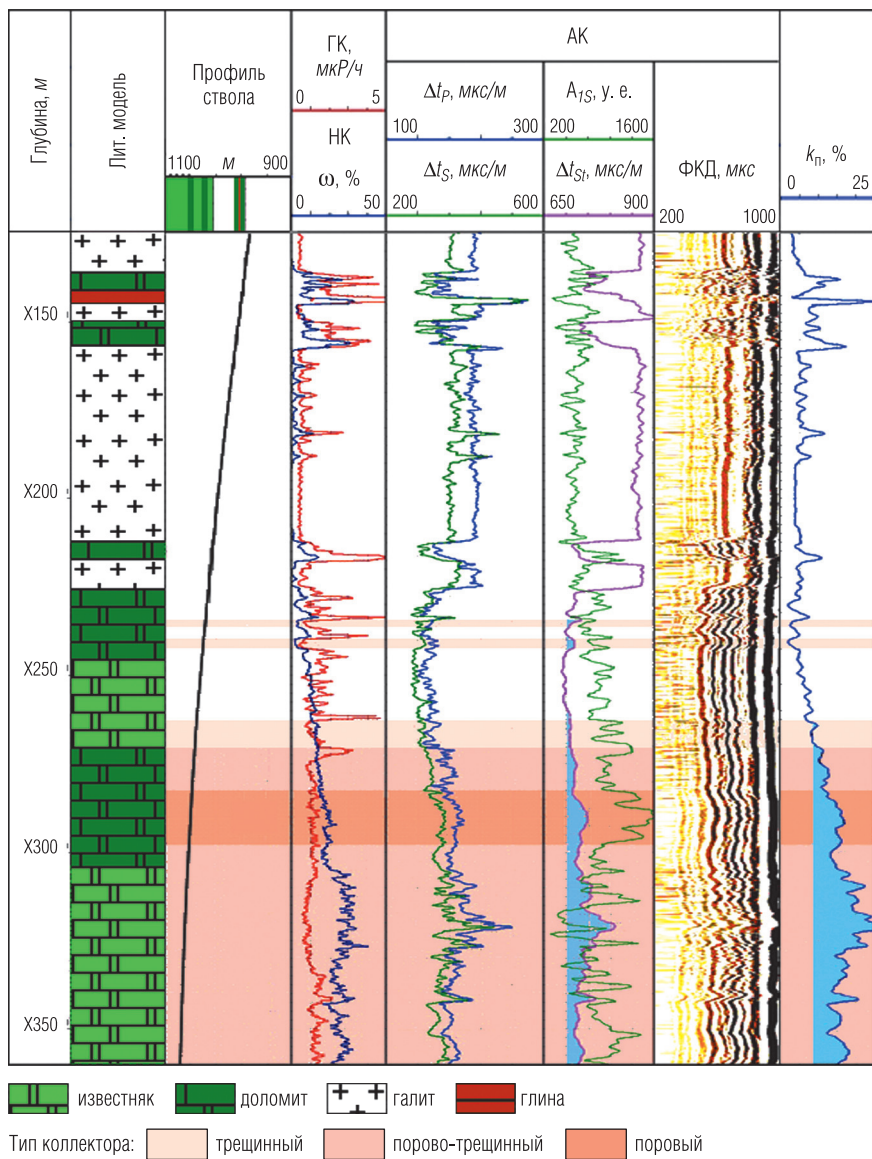


Рис. 6. Горизонтальная скважина в карбонатном разрезе горных пород

Заключение

В ООО “Нефтегазгеофизика” разработан и производится в промышленном масштабе полный набор модулей автономной геофизической аппаратуры, включающей современные методы ядерно-магнитного, кроссдипольного, литоплотностного и импульсного нейтронного каротажа, обеспечивающие выполнение ГИС при исследовании всех категорий скважин независимо от горно-геологических условий месторождения.

Технология ГИС автономными комплексами включает в себя скважинные приборы, систему регистрации, метрологическое обеспечение, программно-методические средства.

Технология позволяет получать с минимальной погрешностью комплекс количественных и качественных параметров по оценке ФЕС ($k_{п.общ}$, $k_{п.эф}$, $k_{пр}$) и нефтегазонасыщенности ($k_{нг}$) всех находящихся в разработке и эксплуатации типов коллекторов.

Отсутствие необходимости в каротажном подъемнике позволяет проводить геофизические исследования с минимальными затратами на удаленных скважинах и нефтяных платформах с доставкой на них только геофизических модулей.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832.555

*В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, А. А. Бубеев, В. С. Лисицын
ООО “Нефтегазгеофизика”*

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОГО ТУРКМЕНИСТАНА

Представлены результаты интерпретации скважинных исследований. Показана эффективность предложенной методики, в том числе в условиях утяжеленного бурового раствора.

Ключевые слова: спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, массовое содержание элементов, объемная модель, утяжеленный буровой раствор.

Аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК-89) для оценки массовых содержаний основных породообразующих элементов в породе (Si, Ca, Fe, Cl, Na, S, Ti, Gd) была разработана в ООО “Нефтегазгеофизика”. В период с 2010 по 2013 гг. в научно-техническом вестнике “Каротажник” была напечатана серия статей, посвященных техническим характеристикам аппаратуры СНГК-89, вопросам методического обеспечения метода и результатам ее опробования на месторождениях Западной и Восточной Сибири [1, 2, 5].

В течение последних двух лет аппаратура СНГК-89 эксплуатировалась на территории Юго-Западного Туркменистана. Исследованиями были охвачены основные месторождения данного региона, такие как Восточный Челекен, Гограндаг, Готурдепе, Экерем, Небитлидже, Кумдаг, Алтыгуйи.

Для месторождений Юго-Западного Туркменистана характерны аномально-высокие пластовые давления [4]. Следствием этого является технологическая необходимость утяжеления буровых растворов. Наиболее широко используемым утяжелителем для буровых растворов является барит (BaSO_4). Однако помимо барита в практике утяжеления буровых растворов применяют гематит (Fe_2O_3) и растворы на углеводородной основе.

Список элементов, входящих в состав перечисленных веществ, перекликается со списком элементов, определяемых по данным

СНГК, поэтому при обработке данных необходимо учитывать влияние бурового раствора на показания аппаратуры. В противном случае наблюдается систематическое завышение массовых содержаний таких элементов, как сера, железо, кальций в зависимости от типа бурового раствора. Применение гематита или магнетита в качестве утяжелителя увеличивает долю излучения железа в регистрируемом спектре, в случае баритового раствора требуется корректировка данных СНГК за излучение серы, входящей в состав промывочной жидкости.

Исследования аппаратурой СНГК-89 проводились в необсаженных скважинах с номинальным диаметром 165, 216, 295 мм. Во всех скважинах применялся утяжеленный буровой раствор с плотностью от 1,35 до 2,28 г/см³ и минерализацией 15–30 г/л. Исследуемые породы были представлены терригенными отложениями.

При интерпретации данных каротажа, как правило, рецептура бурового раствора неизвестна и разработка технологии учета влияния бурового раствора на результаты измерений не представляется возможной. В связи с этим корректировка показаний выполнялась по опорному интервалу, в качестве которого использовался интервал наиболее “чистого” коллектора с минимальным содержанием глин и карбонатов.

Определение массовых содержаний элементов выполнялось для скелетной составляющей пород пласта. Список определяемых элементов включал кремний, кальций, серу, железо, натрий, хлор, титан и гадолиний. Выбранная схема расчета массовых содержаний элементов предполагала, что водород как элемент участвует в разложении зарегистрированного спектра на спектры элементов, но при расчете массовых содержаний не входит в нормировочное уравнение интерпретационной модели

$$F \times \sum \{X_i \times Y_i / C_i\} = 1, \quad (1)$$

где X_i – оксидный множитель, учитывающий весовые доли кислорода, углерода и других элементов, входящих в состав модели, но не определяемых методом СНГК; Y_i – относительный вклад i -го элемента в зарегистрированный спектр; C_i – спектральная чувствительность детектора для i -го элемента; F – нормировочный множитель.

Массовые содержания элементов привлекались для построения объемной модели скелета породы. Модель включала в себя следующие компоненты:

- глинистые минералы;
- кварцевые песчаники;
- натриевые полевые шпаты;
- карбонаты (доломиты и известняки);
- пирит.

Содержание пирита в скелете породы определялось в соответствии с массовым содержанием серы и железа. Глинистые минералы выделялись в соответствии с массовым содержанием железа. При этом предполагалось, что содержание железа в породе (за вычетом железа, входящего в состав пирита) пропорционально содержанию глинистых минералов. Карбонаты определялись с учетом массового содержания кальция и включали в себя известняки и доломиты. Содержание натриевых полевых шпатов рассчитывалось в соответствии с массовым содержанием натрия. Содержание кварца определялось по нормировочному принципу. Для расчета объемного содержания компонент интерпретационной модели привлекались данные плотностного каротажа.

На рис. 1 представлены результаты обработки данных СНГК-89 для одной из исследованных скважин. На планшете четко выделяется интервал коллектора XX78–XX91 м. Ему соответствуют минимальные показания массовых содержаний железа и кальция, средние значения которых в интервале составляют порядка 2%. В рамках построенной интерпретационной модели глинистость коллектора составляет 10–12%, а карбонатизация не превышает 5%. В состав породы входит 17–20% натриевых полевых шпатов.

В интервале коллектора массовое содержание хлора уменьшается практически до нуля, в то время как по остальному разрезу скважины оно составляет около 0,2%.

Высокой пиритизации в исследуемых скважинах не наблюдалось. По данным СНГК содержание пирита варьируется на уровне погрешности метода (0,2–1%) и в целом не превышает 2,5%. К факторам, затрудняющим оценку величины пиритизации породы, следует отнести наличие барита в буровом растворе.

Во всех скважинах было замечено увеличение содержания карбонатного материала в породе по мере возрастания ее глинистости. Величина карбонатизации глин достигала 20–25%.

Данная интерпретационная модель породы тестировалась на месторождениях Западной Сибири и хорошо зарекомендовала себя, показав достаточно хорошую корреляцию с керновыми данными.

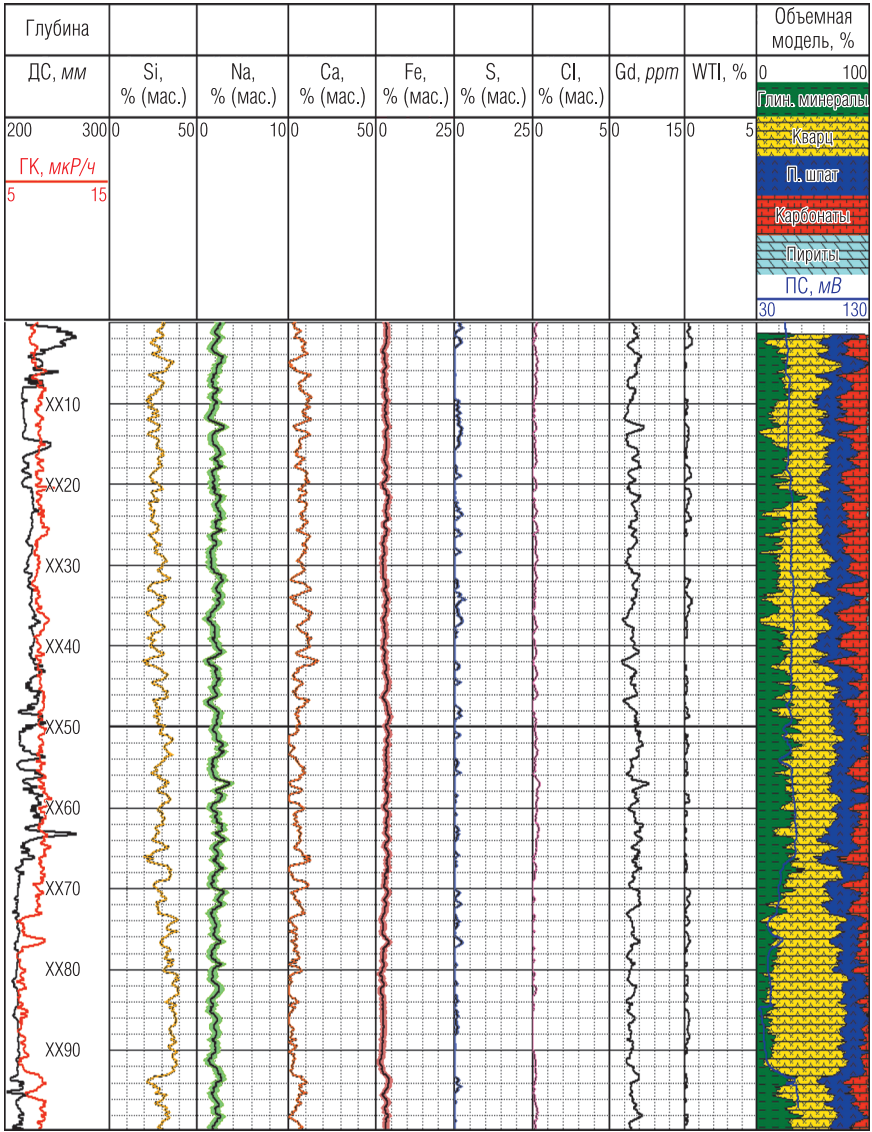


Рис. 1. Пример обработки данных СНГК с построением объемной модели породы

Для месторождений Туркменистана результаты лабораторного анализа керн отсутствовали, поэтому корректность полученных результатов проверялась путем сопоставления с данными других методов.

Так, например, для некоторых скважин расчет глинистости выполнялся также по комплексу 2ННК-Т + 2ГГК-П. Объемная модель породы в данном комплексе состояла из трех компонент: общая пористость, глинистые минералы, скелет породы. Сравнение глинистости, полученной по двум независимым методам, показало хорошую согласованность результатов (рис. 2).

В соответствии с построенной объемной моделью рассчитывались скелетная плотность породы и индекс фотоэлектрического поглощения (рис. 2, 3). Как отмечалось ранее, в скважинах применялся утяжеленный раствор, поэтому по данным литолого-плотностного каротажа индекс фотоэлектрического поглощения P_e не мог быть определен.

На рис. 3 приведено сопоставление индекса фотоэлектрического поглощения, измеренного аппаратурой литолого-плотностного каротажа (3ГГК-ЛП) и рассчитанного на основании данных СНГК в одной из скважин с минимальным содержанием барита в составе бурового раствора (плотность $1,39 \text{ г/см}^3$). Несмотря на малую дифференциацию индекса фотоэлектрического поглощения, что характерно для исследованных отложений Западного Туркменистана, наблюдается уверенная корреляция рассматриваемых кривых. Возможность расчета индекса фотоэлектрического поглощения в терригенных отложениях по данным СНГК ранее проверялась в скважинах других регионов, в том числе с большим диапазоном изменения P_e . Для примера, на рис. 4 приведено сопоставление индекса фотоэлектрического поглощения, измеренного аппаратурой литолого-плотностного каротажа и рассчитанного на основании данных СНГК.

Следует отметить, что расчет индекса фотоэлектрического поглощения по массовым содержаниям элементов наиболее корректен в терригенных отложениях, а в карбонатных отложениях он, наоборот, является дополнением к методу СНГК для разделения доломитов и известняков.

Анализ скважинных исследований показал, что литологическая модель породы, построенная по данным СНГК, хорошо согласуется с данными других, независимых определений.

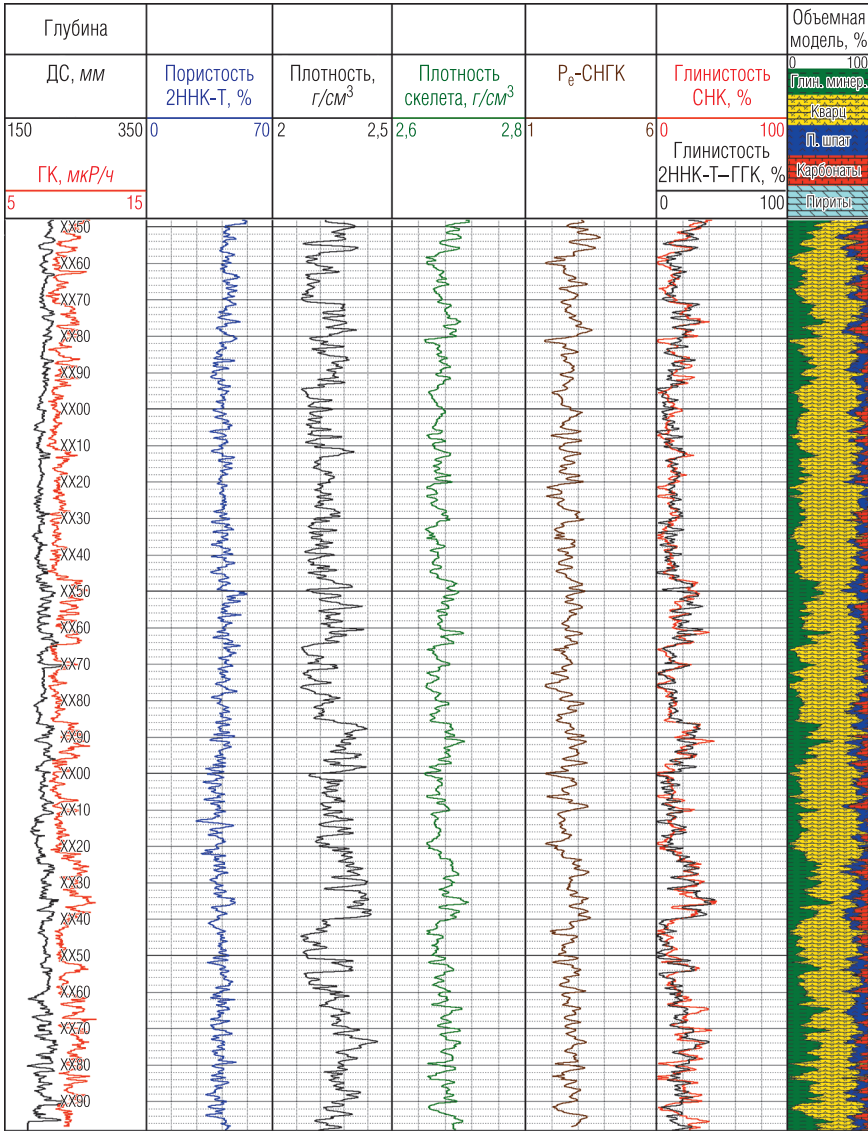


Рис. 2. Сопоставление результатов обработки данных СНГК и комплекса 2ННК-Т + 2ГГК-П

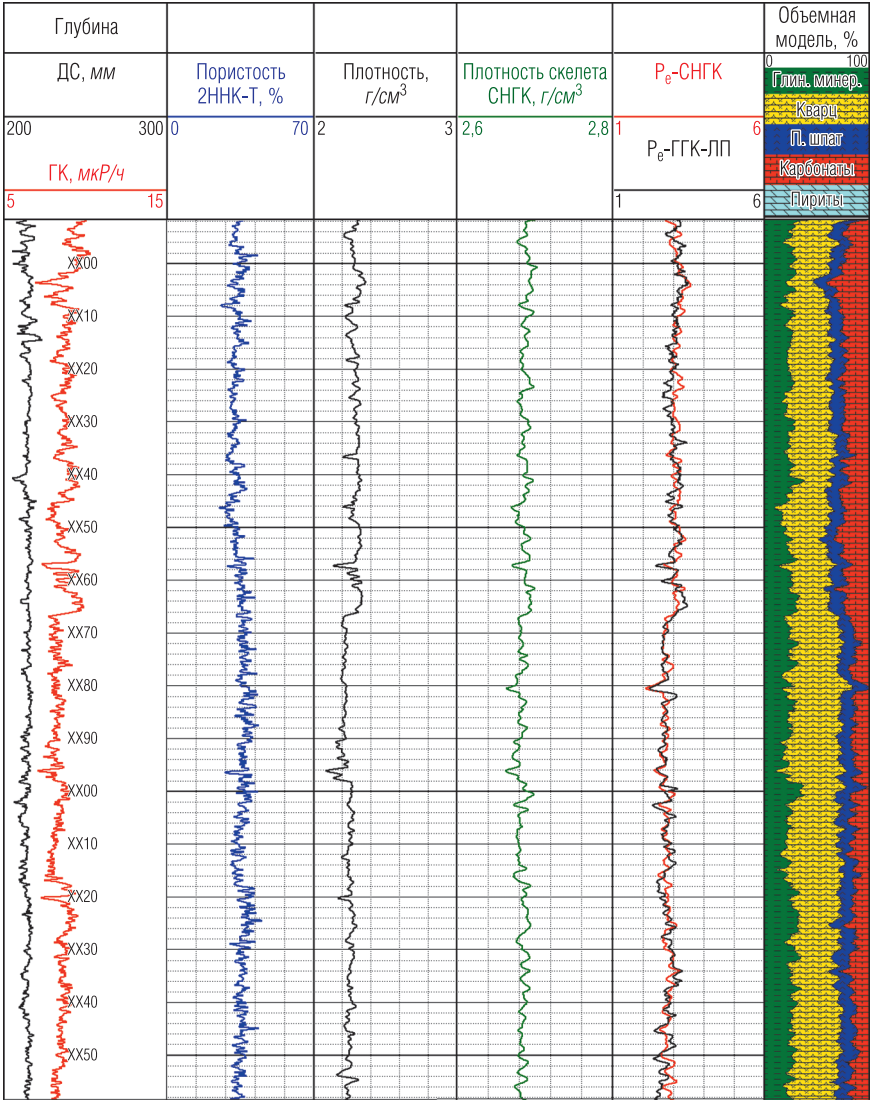


Рис. 3. Пример обработки данных СНГК с построением объемной модели породы, расчетом плотности скелета породы и индекса фотоэлектрического поглощения

С достаточно высокой точностью определяется скелетная плотность породы, что позволяет использовать ее при расчете пористости по данным плотностного каротажа. В определении карбонатизации и пиритизации породы может присутствовать систематика, обусловленная наличием утяжелителей в буровом растворе.

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. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана / А. А. Али-Заде, М. Аширмамедов, Н. Хаджинуров и др. Ашхабад: Ылым, 1985. 356 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.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.8.053

В. М. Теленков, Н. В. Козяр, А. Н. Волнухин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДОВ ГИС ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЗАСОЛОНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

На основе математического моделирования и скважинных исследований изучены возможности методов ГИС для количественной оценки засоленных коллекторов. Определены основные погрешности определения общей пористости и объемного содержания соли в горной породе при использовании различных комплексов ГИС. Предложены комплекс ГИС и методика количественного определения пористости для горных пород с различным объемным содержанием солей.

Ключевые слова: каротаж, комплексная интерпретация, галит, керн.

При разведочном и эксплуатационном бурении на нефть и газ в Восточной Сибири все чаще приходится сталкиваться с проблемой изучения коллекторов сложного минералогического состава. Одной из задач является определение емкостных характеристик терригенных и карбонатных коллекторов в подсолевых отложениях нефтегазовых месторождений, в которых отмечается неравномерное засоление порового пространства.

Примером таких отложений могут служить породы подсолевых разрезов Непско-Ботуобинского поднятия. Их общей характеристикой служит повсеместная засоленность и битумизация карбонатных и терригенных отложений. Галит может полностью или частично заполнять поровое пространство пород. В первом случае они не могут быть коллекторами, во втором – значения коэффициентов пористости и соответствующие им значения коэффициентов проницаемости, рассчитанные по данным ГИС, явно завышены, если не учтено содержание галита. Завышение коэффициентов общей пористости пород будет приводить к искажению рассчитанных коэффициентов нефтегазонасыщенности.

Следует также принять во внимание изменчивый состав цемента, скрепляющих зерна породообразующих минералов. В карбонатном разрезе цементы чаще всего доломитовые, доломито-ангидритовые. Чрезвычайно развита известковистость первичных доломитов. В терригенном разрезе цементы изменяются от чисто глинистых до

глинисто-карбонатных, глинисто-ангидритовых и глинисто-галитовых. Глинистые минералы представлены смесью гидрослюдистых и хлоритовых глин, которые переменчиво изменяются в продуктивных коллекторах, увеличиваясь вниз по разрезу.

Засолонение происходит за счет отложений соли в поровом пространстве, в результате чего происходит изменение характеристик матрицы скелета породы и уменьшение объема пор. Максимальное влияние на изменение геофизических характеристик засоленной породы относительно результатов исследований в объектах, не затронутых данным процессом, оказывает изменение объема порового пространства. Изменение свойства скелета породы имеет второстепенное значение. Наиболее сильное влияние наличие соли оказывает на показания, зарегистрированные зондами компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-Т). По результатам математического моделирования методом Монте-Карло, произведенного с учетом конфигурации прибора СРК-76, зависимость коэффициента водородосодержания (ω_t), полученного с использованием данного метода, от объемного содержания соли в породе нелинейна (рис. 1), и наиболее сильно это выражено при солесодержании до 5%.

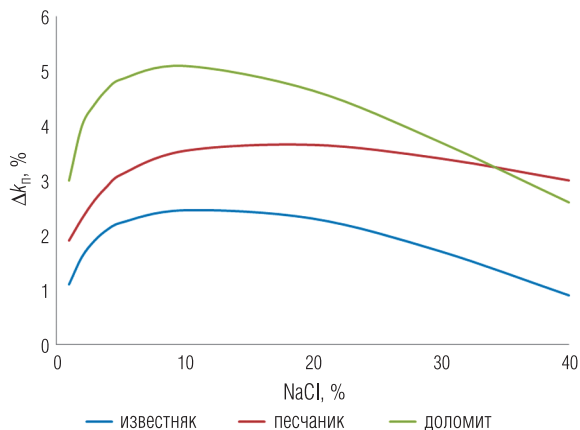


Рис. 1. Поправка Δk_p , % в водородосодержание за влияние галита в составе скелета породы (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т). Результат получен для породы с коэффициентом пористости, равным нулю

Влияние содержания соли на интервальное время продольной волны (Δt_p), плотность (σ) и водородосодержание, определенного по надтепловым нейтронам ($\omega_{нт}$), линейно. Линейный характер связи данных геофизических параметров от объемного содержания соли позволяет получить неискаженные геологические параметры с помощью простых процедур. Учет наличия соли в породе позволяет определить ее пористость по комплексу Δt_p – σ – ω с погрешностью 2% (абс.), при этом минимальная погрешность определения засоления составит 4% от объема породы.

На рис. 2 показаны кросс-плоты данных, полученных в терригенной части разреза, с линейным (Δt_p , σ) и нелинейным (ω_t) влиянием увеличения содержания соли в породе на показания геофизических методов. Для данных, полученных в карбонатном разрезе, характер влияния засоления на результаты ГИС аналогичен.

Полного исключения влияния данного фактора на результаты интерпретации можно добиться учетом объемного содержания соли, определенного по данным других геофизических методов.

Наилучший результат получается при использовании данных импульсного нейтронного гамма-каротажа (2ИНГК). Галит характеризуется аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (Σ) (рис. 3), что обеспечивает хорошую чувствительность данного метода к присутствию соли в породе.

При расчете содержания соли по данным 2ИНГК для учета влияния пористости и глинистости пород необходимо привлекать данные других методов ГИС (рис. 4).

Погрешность определения NaCl в слабоглинистых карбонатных отложениях составляет от 0,3 до 1,0% (абс.) при увеличении пористости породы до 20%.

В терригенном разрезе ситуация осложняется наличием глин. Сечения чистых минералов скелета и глины, слагающих породу, невысоки и слабо отличаются (кварц – 4,2, глинистые минералы 8–12). В реальных условиях сечение захвата нейтронов в глинах из-за ее высоких сорбционных свойств существенно выше слагающих ее глинистых минералов и, как следствие, изменяется в широких пределах. Типичный диапазон изменения сечений пластов глин – от 25 до 35 единиц захвата. По результатам скважинных замеров на Талаканском и Алинском месторождениях сечение захвата нейтронов в глинах составило примерно 60 единиц.

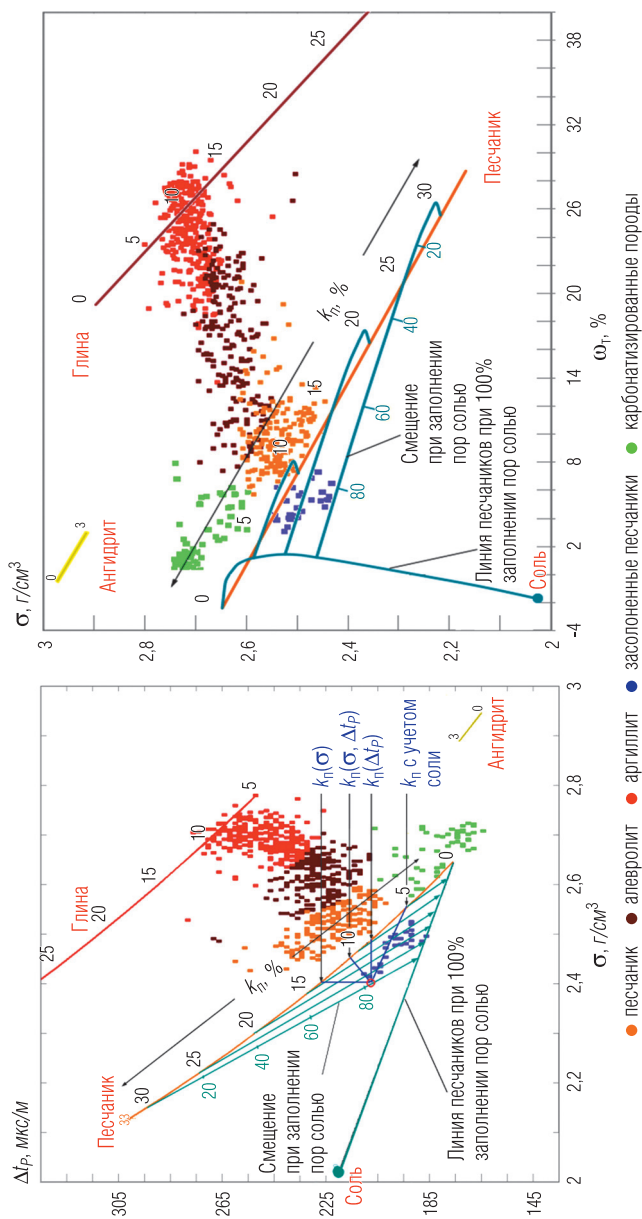


Рис. 2. Влияние засоления на расположение данных относительно линий палеоточных зависимостей на кросс-плотах Δt_P - σ и σ - ω_r . На кросс-плоте отображены данные терригенной части разреза. $K_p(\sigma)$, $K_p(\Delta t_P)$, $K_p(\Delta t_P)$ — пористости, определенные по соответствующим методам без учета содержания соли

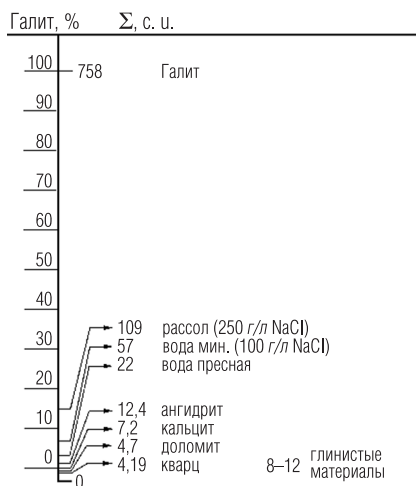


Рис. 3. Сечение захвата нейтронов для отдельных компонент горных пород

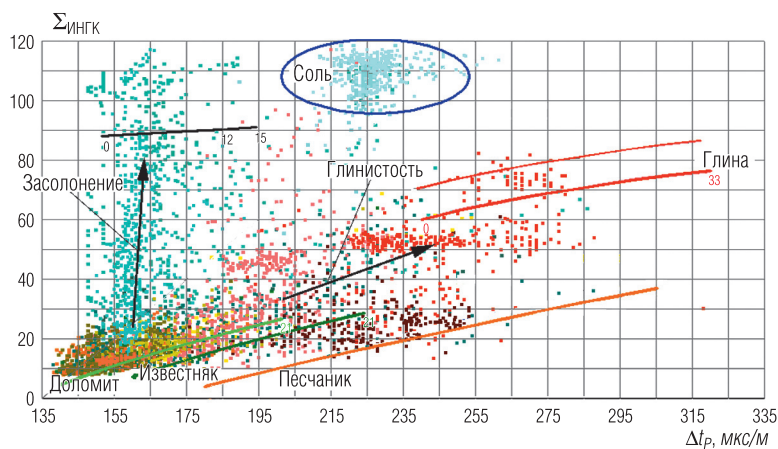


Рис. 4. Разделение засоленных и глинистых пород на кросс-плоте $\Sigma_{\text{ИНГК}} - \Delta t_P$. Для увеличения статистики сведены данные по четырем скважинам. Линии палеток построены с учетом заполнения пор высокоминерализованной водой. Зеленые точки соответствуют доломитам и известнякам, коричневые – песчаникам, красные – глинам, розовые – глинистым карбонатам, темно-голубые – засоленным породам, светло-голубые – солям

Такое большое сечение глин при ошибке оценки глинистости в 10% (абс.) приводит к ошибке определения содержания галита 0,9% (абс.).

Использование сечения захвата нейтронов для оценки содержания соли имеет ограничение по диапазону содержания галита в пласте, поскольку невозможно измерить сечение пласта, превышающее сечение скважины. Исходя из этого условия, содержание галита в объеме породы можно достоверно определять в пределах, не превышающих 10–12%. С учетом конфигурации прибора определяемая величина характеризует осредненное значение на интервале 0,5 м.

Апробация технологии происходила на данных, полученных в карбонатной части подсолевых разрезов Непско-Ботубинского поднятия. Особенностью интерпретации в карбонатной части разреза являлась необходимость учета сложного состава и строения пород, которые представлены известняками, доломитом, ангидритом, местами заглинизированными и засоленными. Поровое пространство представлено гранулярной и каверновой пористостью (рис. 5). Для количественного учета всех перечисленных геологических параметров использовался расширенный комплекс геофизических методов (интервальное время продольной волны – Δt_p , интервальное время поперечной волны – Δt_s , плотность – σ , водородосодержание по тепловым нейтронам – ω_t , содержание калия по данным СГК – K , фотоэлектронный эффект – P_e , сечение захвата тепловых нейтронов – $\Sigma_{\text{ИНГК}}$). На планшете (рис. 5) приведены результаты нескольких вариантов интерпретации карбонатного разреза: комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_t - K - P_e$ без учета содержания соли в породе (модель 1); комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_t - K - P_e$ (модель 2) и комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_t - K - P_e - \Sigma_{\text{ИНГК}}$ (модель 3) с расчетом содержания соли в породе.

Сравнение полученных результатов определения коэффициентов пористости с результатами, полученными при анализе керна, по всем трем вариантам расчетов показаны на рис. 6. Коэффициенты общей пористости, определенные при интерпретации данных без учета содержания соли в породе, систематически завышены по сравнению с результатами, полученными при анализе керна. Средняя величина завышения показаний равна 1,4% (абс.). При расчетах с использованием данных $\Sigma_{\text{ИНГК}}$ геологическая модель и определенные емкостные характеристики горных пород лучше согласуются с результатами описания и исследований образцов керна.

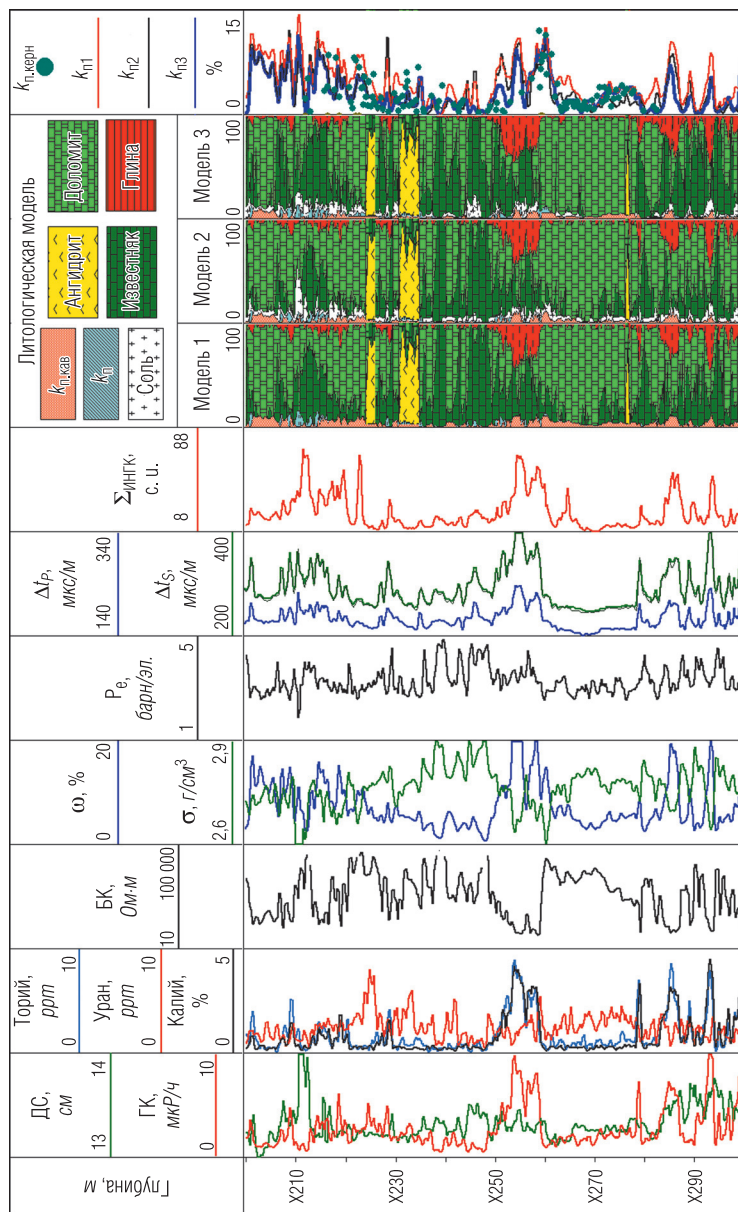


Рис. 5. Результаты интерпретации и определения k_n засоленных пород карбонатного разреза: модель 1 – комплекс $\Delta t_P - \sigma - \omega_T - K - P_e$ без учета содержания соли в породе; модель 2 – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e$ с расчетом содержания соли в породе; модель 3 – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e - \Sigma_{\text{интК}}$ с расчетом содержания соли в породе

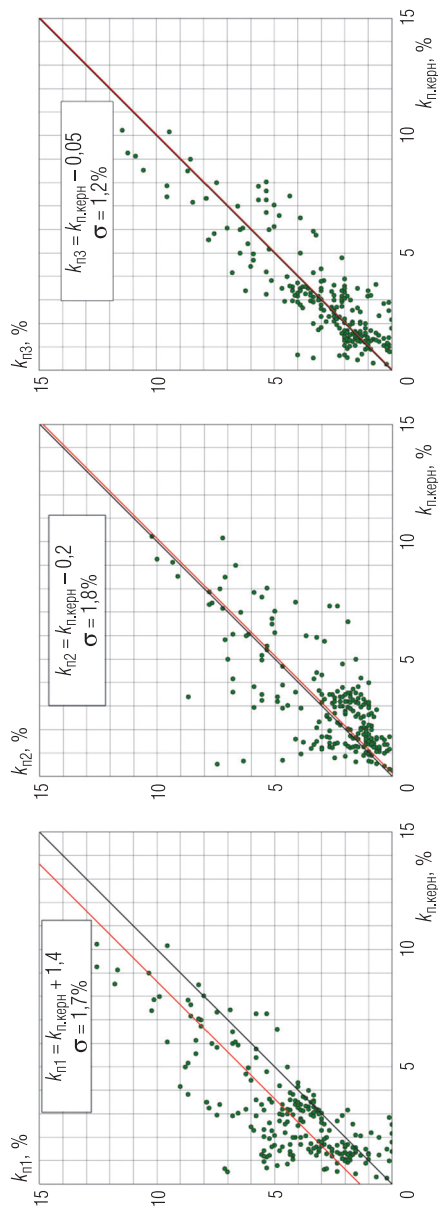


Рис. 6. Сравнение полученных результатов определения коэффициентов пористости по данным разных комплексов ГИС с результатами, полученными при анализе керна: k_{n1} – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e$ – в литологической модели не учитывалось содержание соли в породе; k_{n2} – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e$ с расчетом содержания соли в породе; k_{n3} – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e - \Sigma_{ингк}$ с расчетом содержания соли в породе

Выводы

Интерпретация данных ГИС, полученных в засоленных разрезах без учета объемного содержания соли в горных породах, приводит к систематическому завышению общей пористости и, соответственно, искажению коэффициентов нефтегазонасыщенности. Для корректной геологической интерпретации данных, зарегистрированных в породах сложного минерального состава подсолевых разрезов, необходимо использовать расширенный комплекс ГИС.

При засолоненности коллекторов менее 10% от объема пород в скважинах, заполненных минерализованными растворами, наиболее оптимально использование данных импульсного нейтронного гамма-каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вожов В. И., Чернова Л. С.* Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1999. № 11–12.
2. *Козяр В. Ф., Ручкин А. В., Яценко Г. Г.* Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях. М.: Недра, 1983.
3. *Теленков В. М., Волнухин А. Н., Козяр Н. В., Малинин А. В.* Оценка засоленных карбонатных коллекторов Восточной Сибири по данным ГИС на основе математического и петрофизического моделирования: Доклад на конференции SPE “Петрофизика XXI – 2014”. Тюмень, июнь 2014.
4. *Хабаров А. В., Бобров С.* Численное моделирование как способ обоснования оптимального комплекса ГИС для условий Верхне-Чонского месторождения: Доклад на конференции SPE “Петрофизика XXI – 2014”. Тюмень, июнь 2014.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.834.015

Н. А. Смирнов
ООО "Нефтегазгеофизика"

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ АКУСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Рассмотрен пример реализации прибора волнового акустического каротажа для скважин малого диаметра (78–103 мм). Испытания опытного образца показали, что качественные измерения этим типом прибора могут выполняться также и в скважинах диаметром 240 мм. Дополнительные возможности метода реализуются на пути комплексирования различных модификаций акустических исследований. В частности, рассмотрены возможности комплекса волнового каротажа и высокочастотного акустического сканирования при решении задачи выделения интервалов трещинных коллекторов.

Ключевые слова: волновой акустический каротаж, скважинный прибор малого диаметра, трещинный коллектор нефти.

Введение

Бурное развитие цифровых технологий в 70–80-е годы XX века позволило значительно поднять уровень техники для исследований скважин. Изменения, прежде всего, коснулись роста числа измерительных каналов в аппаратуре и автоматизации процесса обработки регистрируемых данных. Переход на бурение горизонтальных скважин поставил задачу проведения геофизических измерений бескабельными приборами, которые доставляются в скважину на колонне бурильных труб. Естественно, без современных электронных компонентов (процессоров, энергонезависимой памяти) создание автономных и LWD систем было бы невозможно.

В акустическом каротаже вышеназванные перемены дали возможность регистрировать большие объемы данных, что привело к созданию сканеров, приборов с многоэлементными зондами и автономных приборов различного назначения. Технические средства измерения позволили проводить производственные исследования, ранее практически не реализуемые в России даже на уровне опытных работ. Эти исследования включают в себя волновой акустический каротаж с применением многополюсных преобразователей для пря-

мых измерений параметров поперечной волны [2]; высокочастотное акустическое сканирование для оценки технического состояния обсадки скважины, включая определение дефектов цементного камня [3]; исследования горизонтальных скважин автономными приборами, включая методы волнового акустического каротажа и профилометрии [5]. Все перечисленные виды акустических исследований успешно реализованы в ООО “Нефтегазгеофизика” (ООО “НГГ”).

Некоторые особенности акустических технологий ООО “НГГ” и решаемые геологические задачи

Следует отметить, что предлагаемые акустические технологии не являются прямыми копиями западных аналогов, а созданы на основе мирового опыта и приспособлены к местным условиям. Различия обусловлены существенной разницей в организации работ в российских и западных компаниях. Если западные фирмы являются и производителями, и пользователями геофизической техники, по крайней мере на начальном этапе освоения, выполняя весь комплекс работ от проектирования до сдачи скважины в эксплуатацию, то в России этот цикл, как правило, разделен между экономически независимыми фирмами. Таким образом, разработчик передает (продает) технику другой фирме для производственной эксплуатации. Часто эта фирма не имеет персонала, способного в достаточной степени освоить все возможности новой технологии. Данная особенность отечественного рынка накладывает следующие требования на новые разработки:

- 1) аппаратура и ее программное обеспечение должны быть достаточно простыми для освоения персоналом, не имеющим специальной подготовки в этом виде геофизических исследований. Это означает формализацию операций при регистрации, обработке данных и выдачи заключения;
- 2) скважинные приборы не должны иметь сложную конструкцию и требовать многочисленных настроек. Желательно, чтобы скважинные приборы имели не слишком большие габариты;
- 3) представление результатов измерений должно быть простым и наглядным.

Исходя из приведенных требований, был разработан акустический комплекс для исследования бурящихся и эксплуатационных скважин, в который вошли следующие виды аппаратуры [7]:

- приборы для измерения интервальных времен продольной и поперечной (высокоскоростной разрез) волн и оценки качества цементирования вертикальных скважин по стандартным методикам. Приборы с компенсированным зондом 4АК;
- аппаратура волнового акустического каротажа с использованием дипольных зондов наряду с монопольными низкочастотными зондами (АВАК). Эта аппаратура предназначена для исследований низкоскоростных разрезов и пород со сложной структурой порового пространства, определения наличия и направления акустической анизотропии;
- акустические сканеры для оценки состояния обсадной колонны и равномерности заполнения затрубного пространства цементом. Аппаратура АСТ;
- автономные приборы стандартного и волнового акустического каротажа для исследования горизонтальных скважин. Приборы АКГ и АВАК-А;
- автономные акустические профиломеры для измерения геометрии ствола горизонтальной скважины. Приборы АСПГ.

Перечисленные виды акустических устройств позволили обеспечить российские геофизические предприятия технологиями для основных видов исследований скважин и конкурировать с западными фирмами, а в ряде случаев оказывать услуги последним. При исследованиях решаются важные задачи по определению акустических свойств горных пород и контролю технического состояния скважин. Эти задачи включают:

- определение модулей упругости горных пород;
- оценку коллекторских свойств низкопористых пород;
- уточнение литологии и анизотропии пород;
- контроль гидроразрывов пластов, то есть наличие и направление трещины гидроразрыва;
- измерение геометрии ствола горизонтальной скважины и выбор места установки герметизирующего пакера;
- оценку технического состояния обсадной колонны (толщины стенки и наличия дефектов) и цементного камня, включая определение наличия вертикальных каналов в цементном камне.

Все виды исследований обеспечены не только техническими средствами, но и программами обработки данных и расчета геологических параметров. Программные средства базируются на строгом

соблюдении основных принципов теории методов и на передовых современных методиках. Аппаратура из вышеуказанного комплекса хорошо известна на российском рынке и широко используется практически всеми сервисными компаниями России, поэтому остановимся только на относительно новых видах исследований.

Ниже приведены описание новой разработки аппаратуры волнового АК и пример решения одной из труднейших задач нефтепромысловой геофизики – выделение зоны трещиноватости, повышающей проницаемость карбонатных пород.

Аппаратура волнового акустического каротажа для скважин малого диаметра

Сокращение за последнее время разведочного бурения вызвало потребность в малогабаритной аппаратуре, что обусловлено доразведкой старых нефтяных месторождений из фонда эксплуатационных скважин, обсаженных стальными трубами диаметром 147–168 мм. Естественно, новое бурение осуществляется меньшими диаметрами, как правило, 78–103 мм. Для исследования таких скважин возникла потребность в приборах малого диаметра. Если стандартная аппаратура АК диаметром 43 и 60 мм для целей акустической цементометрии и измерения параметров головных волн выпускается давно, то при создании аппаратуры волнового АК возникали определенные трудности. Эти трудности связаны, прежде всего, с созданием низкочастотных электроакустических преобразователей с малыми габаритами. Дело в том, что при малой площади излучающей поверхности происходит дополнительное снижение мощности излучения. В то же время физические основы метода не позволяют значительно увеличить частоту излучения, чтобы компенсировать снижение амплитуд. Согласно теоретическим расчетам [4, 6] длина поперечной волны при прямом ее возбуждении (как в дипольных системах) должна быть больше диаметра скважины. Таким образом, амплитуды возбуждаемых волн значительно уменьшаются по сравнению с имеющими место при стандартных габаритах скважинного прибора, то есть, диаметре 90 мм и более. Снижение амплитуды колебаний ведет к уменьшению отношения сигнал/шум и, следовательно, к снижению качества первичных данных ВАК. Решение данной проблемы находится в компромиссе между чувствительностью электроакустических преобразователей и

конструктивными особенностями скважинного прибора. В связи с тем что прибор данного вида предназначен для работы в хвостовиках, то есть скважинах малого диаметра и на достаточно больших глубинах, можно увеличить частоту дипольных излучателей до 5–6 $\kappa\Gamma\text{ц}$.

Также весьма проблематично обеспечить низкочастотное монополюсное излучение при малой излучающей поверхности преобразователя. Низкочастотный излучатель, используемый в стандартном приборе АВАК-11 для возбуждения трубной волны, можно заменить на более высокочастотный излучатель и, если создать достаточно широкополосное излучение, использовать известные алгоритмы разделения волн при обработке данных, чтобы оценивать параметры волны Стоунли. Следуя вышеизложенным принципам, после ряда экспериментов и нескольких макетных образцов удалось получить вполне пригодный для производственной эксплуатации образец скважинного прибора. На рис. 1 показан пример записи данных малогабаритного прибора с дипольными преобразователями АВАК-60 в контрольно поверочной скважине ПФ “Центргазгеофизика”. В первой колонке находятся интервальные времена продольной, поперечной и Стоунли волн. Во второй – коэффициент Пуассона. Колонки 3–6 содержат фазокорреляционные диаграммы (ФКД) монополюсного зонда 20 $\kappa\Gamma\text{ц}$, монополюсного зонда 7 $\kappa\Gamma\text{ц}$, дипольных зондов ХХ и УУ. В последней колонке находится кривая диаметра скважины и линия, показывающая последний номинальный диаметр $D_{\text{ном}}$. На ФКД линии, соответствующие волнам, обозначены: P – продольная волна; S – поперечная волна; St – волна Стоунли; $F1$ – изгибная волна. Диаметр скважины изменяется от 216 до 245 мм, как следует из кривой CALU (в последней колонке), полученной акустическим сканером. На глубине 934 м имеется узкая глубокая каверна диаметром более 400 мм. Значения акустических параметров (особенно интервального времени поперечной волны ΔT_S) в этой каверне недостоверны, поэтому ΔT_S и NU заменены кодом отсутствия. В остальной части интервала исследования получены качественные данные и вычислены достоверные значения параметров волн. Коэффициент Пуассона находится в диапазоне 0,28–0,35, то есть значений, характерных для данного известково-глинистого разреза. Сравнения с ранее выполненными измерениями АВАК-11 полностью совпадают. Полученные результаты испытаний малогабаритной аппаратуры волнового АК дают уверенность в возможностях ее широкого применения в геофизическом производстве.

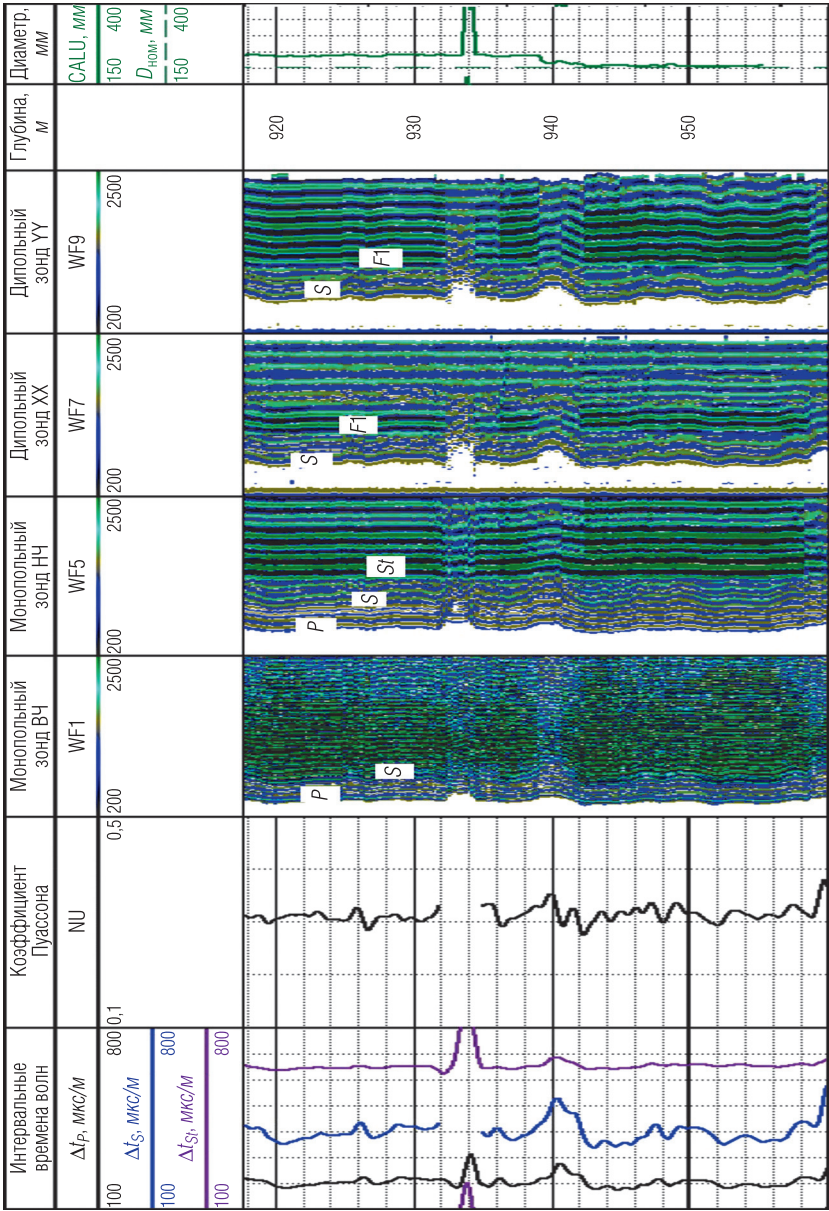


Рис. 1. Волновой акустический каротаж малогабаритной аппаратурой АВАК-60

Определение интервала пород, содержащих проницаемые трещины

С давних времен [1] на акустический метод возлагается задача оценки трещинных коллекторов. С этой целью использовались различные параметры волн: динамические параметры поперечной волны, коэффициент анизотропии и др. Акустическое телевидение, фиксируя дефекты на стенке скважины, также входит в общий комплекс методов оценки трещиноватости. Только наличие дефектов на стенке, даже если они обусловлены трещинами, не гарантирует повышенную проницаемость, так как трещины могут быть техногенными. Не всякие трещины представляют интерес, а лишь те, которые способны повысить гидропроводность стенки скважины. Соответственно, трещины в акустическом поле должны оказывать влияние на параметры объемных волн, уменьшая коэффициент Пуассона при одновременном повышении сжимаемости, выходя на стенку скважины и иметь раскрытость, то есть отражаться на изображениях сканера. Что касается сдвиговой анизотропии, то она не обязательно имеет повышенное значение в трещинных породах. При равномерном расположении трещин без явно выраженной ориентации они могут не сказываться на азимутальном разделении скорости поперечной волны. Именно сочетание аномально низкого значения коэффициента Пуассона и наличия неоднородности на стенке скважины служит, пожалуй, самым надежным критерием выделения интервала трещиноватых пород. На рис. 2 показан пример нахождения интервалов трещиноватых доломитов по акустическим параметрам. Факт наличия трещиноватости подтверждается описанием керна.

Интервалы выделены на основе поведения коэффициента Пуассона: падения ниже значения 0,22 – предельного для карбонатных пород при одновременном снижении значения модуля объемного сжатия по отношению к его значению во вмещающих породах. В общем случае понижение модуля объемного сжатия (повышение сжимаемости породы) сопровождается увеличением значения коэффициента Пуассона. На изображении стенки скважины явно наблюдаются дефекты. Разумеется, отдельные трещины могут иметь место и на других участках представленного интервала, однако только в выделенных интервалах значения коэффициента Пуассона ниже 0,2.

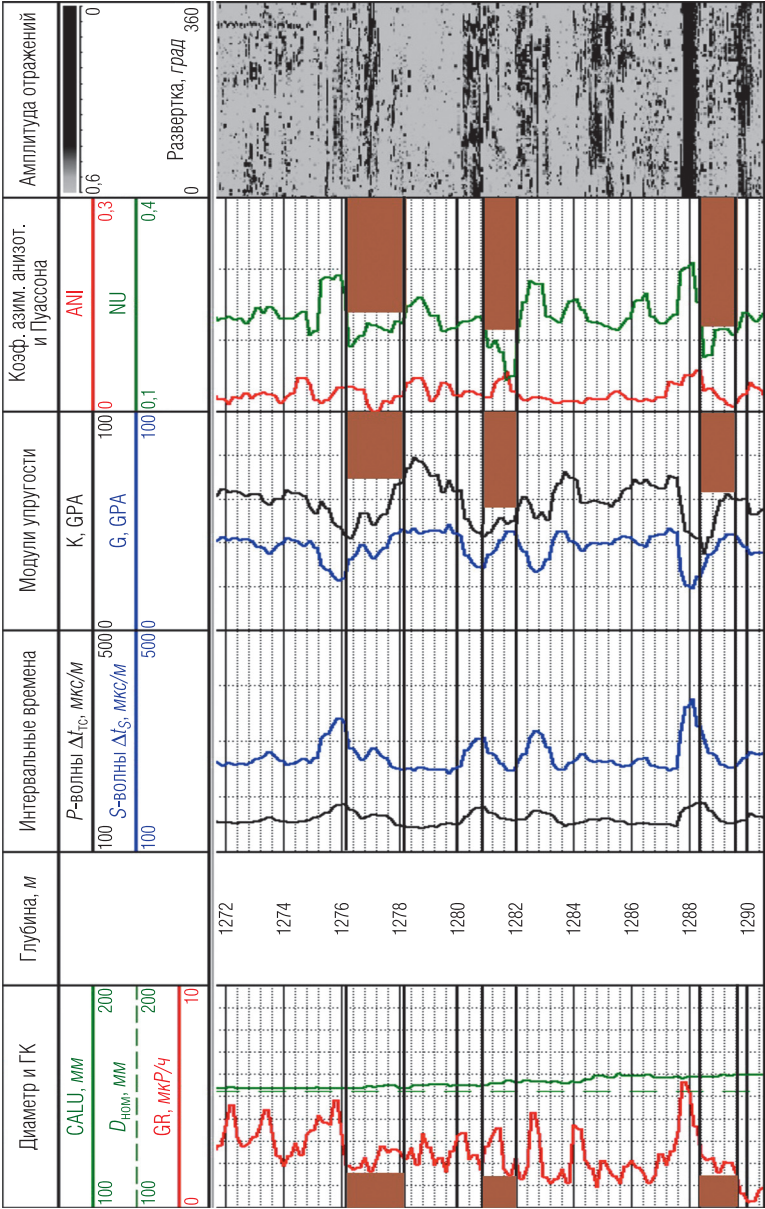


Рис. 2. Нахождение интервалов трещиноватых пород (признаки: уменьшение коэффициента Пуассона NU, увеличение сжимаемости (уменьшение модуля объемного сжатия K) и акустический образ стенки скважины (крайняя правая колонка); интервалы показаны коричневым цветом

Заключение

Отдел акустического каротажа ООО “Нефтегазгеофизика” проводит работы по обеспечению производственных организаций России современными надежными технологиями акустических исследований скважин. Эти работы охватывают весь спектр возможных применений: термобарические условия и диаметры бурения. Один из главных приоритетов – повышение точности и надежности определения геологических параметров. Эти задачи решаются путем комплексирования различных методов. Одним из комплексов является сочетание волнового акустического каротажа и высокочастотного сканирования (акустического телевидения).

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов Ю. И. Акустический каротаж как возможный метод исследований трещиноватости горных пород // Труды ВНИГРИ. 1962. Вып. 193. С. 118–131.
2. Смирнов Н. А. и др. Акустический каротаж с использованием монопольных и дипольных преобразователей: регистрируемые волны, решаемые задачи и полученные результаты // Сборник тезисов международной геофизической конференции и выставки ЕАГО, EAGE, SEG. М., 1997.
3. Смирнов Н. А., Варыхалов А. С., Пивоварова Н. Е. Определение технического состояния обсадки скважины методом акустического сканирования // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 4 (226). С. 40–52.
4. Kurkjian A. L. Radiation from a Low Frequency Horizontal Acoustic Point Force in a Fluid-filled Borehole. SEG 54th Ann. International Meeting, 1984. P. 5–7.
5. Smirnov N. A., Varykhalov A. S. Determination of Horizontal Borehole Geometry by Ultrasonic Pulse-echo Method. SPE 117430, 2008.
6. Winbow G. A., Rice J. A. Theoretical Performance of Multipole Sonic Logging Tools. SEG 54th Ann. International Meeting, 1984. P. 37–40.
7. www.karotazh.ru. Сайт ООО “Нефтегазгеофизика”.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.85

Н. Г. Козыряцкий
ООО "Нефтегазгеофизика"

СТАНДАРТНЫЕ ОБРАЗЦЫ ДЛЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНА

Рассматриваются результаты внедрения и эксплуатации стандартных образцов абсолютной газопроницаемости, изготовленных на основе металлических порошков и спеченного порошка корунда, для метрологического обеспечения петрофизических исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов.

Ключевые слова: петрофизика, метрология, абсолютная газопроницаемость, металлические порошки, спеченный корунд, стандартные образцы.

Одним из основных средств достижения необходимой точности и достоверности результатов измерений при петрофизических исследованиях (ПФИ) является высокий научно-технический уровень метрологического обеспечения (МО) средств и технологий измерений, используемых при ПФИ, в связи с чем МО ПФИ должно быть неотъемлемым элементом всей технологической цепи изучения горных пород, начиная от отбора и привязки кернового материала и заканчивая его хранением.

При этом соблюдение требований обеспечения единства и достоверности измерений при ПФИ достигается, в том числе, наличием системы эталонов, образцовых средств измерений, предназначенных для воспроизведения, хранения и передачи единиц измеряемых при ПФИ физических величин или определяемых параметров образцов горных пород и флюидов, их насыщающих.

Сказанное в полной мере относится и к такому достаточно массовому виду ПФИ, как измерение абсолютной газопроницаемости керна (в дальнейшем по тексту – проницаемости).

Как и любой измерительный процесс, измерения проницаемости обязательно должны сопровождаться оценкой их погрешности. Если подобная оценка не проведена или выполнена не на соответствующем уровне, информация, полученная при измерении проницаемости,

может оказаться непригодной для определения конечных результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

К сожалению, современное состояние парка технических средств и нормативной базы МО измерений газопроницаемости не всегда позволяют дать исчерпывающую информацию об их точности и достоверности.

В качестве иллюстрации этого тезиса в табл. 1 приведены сведения о нормировании погрешностей для некоторых рабочих средств измерения проницаемости, из которых видно, что для абсолютного большинства средств измерений проницаемости погрешность не нормируется, что затрудняет оценку достоверности измерений.

Таблица 1

Метрологические характеристики средств измерений
проницаемости

Тип аппаратуры	Диапазон измерения проницаемости, мД	Погрешность измерения проницаемости
Геопрон ДС-30/100	0,1–3000	Не нормируется
Дарсиметр	0,01–3000	Не нормируется
Эпрон-ДС	0,01–3000	Не нормируется
Экопласт-Ф	0,01–3000	±5%
Петрозонд	0,1–2000	Не нормируется
Зондовый пермеаметр	0,2–5000	±5%
Проницаемостеметр полуавтоматический	0,001–3000	Не нормируется
Установка для оценки газопроницаемости образцов горных пород УГПО (УГПО-1)	0,05–2500 (0,05–5400)	Не нормируется

Коэффициент проницаемости $k_{\text{пр}}$ является результатом совокупности косвенных измерений, что достаточно наглядно видно из выражения (1):

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q \mu \Delta L}{\Delta p_{\text{пл}} F}, \quad (1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости породы; Q – объемный расход газа через образец породы; F – площадь фильтрации газа (примени-

тельно к цилиндрическим образцам горной породы – диаметр образца, применительно к образцам кубической формы – длина ребра куба); μ – динамическая вязкость газа при температуре измерений (справочная характеристика); $\Delta p_{\text{пл}}$ – перепад давления на входе и выходе образца породы; ΔL – длина фильтрующей среды (длина образца).

При этом следует иметь в виду, что некоторые из перечисленных параметров, в свою очередь, тоже являются результатом косвенных измерений других параметров (например, расход газа является результатом измерений объема газа, прошедшего через образец за определенное время; объем газа иногда измеряется как расстояние, пройденное поверхностью (мениском) жидкости в пьезометре и т. д.).

Указанное обстоятельство делает достаточно сложной и долговременной процедуру оценки погрешности аппаратуры для определения проницаемости горных пород.

Достаточно подробно эта процедура описана в [3] и [7]. При соблюдении нормируемых условий измерений и рекомендуемых в [3] и [7] общетехнических средств измерений, входящих в аппаратуру для определения проницаемости, суммарная относительная погрешность определения коэффициента проницаемости находится в диапазоне

$$k_{\text{пр}} = 1,25 \cdot (4,3-6,6) \%. \quad (2)$$

Коэффициент 1,25 в выражении (2) – коэффициент запаса, учитывающий возможное старение отдельных средств измерений, неконтролируемое изменение условий измерений и другие неблагоприятные факторы.

В методическом плане оценка погрешности аппаратуры для определения проницаемости сводится к периодической поверке в территориальных органах Росстандарта общетехнических средств измерений (мер), входящих в состав аппаратуры и используемых при подготовке образцов горных пород к исследованиям: манометров; средств линейных измерений (штангенциркули, линейки); термометров; секундомеров и т. д.

Это обстоятельство делает обслуживание аппаратуры достаточно дорогостоящим мероприятием и связано со значительным временем исключения ее из эксплуатации.

Более производительной и менее дорогостоящей является методика оценки погрешности аппаратуры с помощью стандартных образцов (СО) проницаемости.

Стандартные образцы проницаемости представляют собой физические модели сред, как правило, пористых. Изготавливаются они из материалов, инертных к воздействию окружающей среды и технических жидкостей, применяемых при петрофизических исследованиях. Стандартные образцы позволяют многократно воспроизводить в заданных пределах необходимые физические свойства реальных образцов горных пород в течение достаточно длительного (до пяти лет) межповерочного (межкалибровочного) интервала времени без изменения своих основных метрологических характеристик.

Пионером в области создания системы МО проницаемости на основе стандартных образцов можно считать ВНИИГИС, где были впервые разработаны и изготовлены государственные стандартные образцы газопроницаемости ГСО-ГП, предназначенные для калибровки лабораторных установок измерения проницаемости. Материалом для изготовления ГСО-ГП служили стеклянные фильтры по ГОСТ 9775 [3]. В комплект поставки ГСО-ГП входили 5 образцов диаметром 29,5 мм, длиной от 25 до 40 мм с аттестуемыми значениями коэффициента проницаемости в следующих интервалах: 0,01–2,30; 0,37–7,30; 3,70–73,0; 25,0–500,0; 250–4500 мД.

Заявленная погрешность аттестации ГСО-ГП составляет не более $\pm 2,5\%$. Было изготовлено два комплекта ГСО-ГП, и дальнейшие работы были прекращены в связи с трудностями создания образцовой поверочной установки для метрологической аттестации ГСО-ГП.

Весьма ограниченное распространение получили отраслевые стандартные образцы газопроницаемости огнеупорных изделий ОСО-ГП (разработка ВостИО, г. Екатеринбург, 1983 г.), предназначенные для контроля точности результатов измерения коэффициента абсолютной газопроницаемости пористых сред, преимущественно огнеупорных изделий, и изготовленные из белого электрокорунда по ОСТ 2М171-5-78. Геометрия образцов – цилиндры диаметром 36 мм и высотой 50–75 мм. Интервал воспроизводимых значений проницаемости 4000–15000 мД. Аттестованное значение установлено с относительной погрешностью, не превышающей $\pm 2,5\%$. Отсутствие ОСО-ГП с малыми значениями газопроницаемости, представляющими для петрофизических лабораторий существенно больший интерес, чем значения проницаемостей в несколько тысяч миллидарси, а также не вполне подходящий диаметр образцов ОСО-ГП (абсолютное большинство лабораторного оборудования для ПФИ предназначено для

работы с образцами диаметром 30 мм) стали препятствием для их широкого внедрения.

В начале 1990-х годов во ВНИГИКе был выполнен ряд НИР по созданию технической и нормативной базы МО ПФИ. Работы включали, помимо прочего, разработку стандартных образцов проницаемости (СО-ГП) на основе различных материалов и веществ, приемлемых для лабораторных исследований.

На первом этапе выполнения этих работ совместно со специалистами Белорусского республиканского НПО порошковой металлургии (г. Минск) были разработаны и изготовлены опытные исследовательские образцы проницаемости с использованием технологий порошковой металлургии. При этом кроме требований к механической прочности образцов, стабильности их характеристик во времени и удобству эксплуатации, учитывались и специфические требования к образцам. Ожидаемый диапазон воспроизводимых значений газопроницаемости должен был охватывать значения от 0,1 до 5000 мД, что соответствует диапазону реально получаемых значений проницаемости на естественном кернавом материале. Форма образцов должна была быть цилиндрической с диаметром и высотой не более 30 мм, что соответствует параметрам кернодержателей лабораторного оборудования. Это, однако, не должно было ограничивать разработку стандартных образцов большего диаметра – до 80 мм и более, так как ПФИ все чаще проводятся также и на крупноразмерном керне.

В ряде оборудования для определения проницаемости реализуются принципы радиально-осевой и радиальной фильтрации газа, а также принцип прохождения газа через боковую поверхность образца, обеспечивая тем самым криволинейные пути фильтрации газа через образец. В связи с этим к структуре эталонных образцов проницаемости предъявляются достаточно жесткие требования, в первую очередь к их изотропности, а также механической прочности. Необходимость выполнения последнего требования обусловлена тем, что в кернодержателе на стандартный образец воздействуют значительные нагрузки, связанные с обжатием образца и подачей его в измерительную камеру, а так как эксплуатация стандартного образца предполагает многократное использование (в отличие от образцов керна), возможен его нежелательный механический износ.

Значения воспроизводимых стандартными образцами проницаемостей не должны зависеть от ориентации образца в кернодержателе.

В противном случае на образцы необходимо наносить специальные метки для их правильного расположения в кернодержателе, что в определенной мере усложняет их использование.

Пористые порошковые материалы на металлической основе (ППММ) обладают рядом достоинств: они достаточно прочны, устойчивы к воздействию коррозии, могут работать в широком диапазоне температур, обладают высокой тепло- и электропроводностью. Материалы на основе ППММ обладают широкими возможностями в варьировании основных параметров [1, 2]:

- пористость, % 5–98;
- диаметр пор, $\mu\text{м}$ 0,01–1000;
- удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$ 0,01–100;
- предельная прочность при изгибе, МПа 30–330;
- предел прочности при растяжении, МПа 20–480;
- коэффициент проницаемости, $\text{м}^2 (\text{мД})$ 10^{-16} – 10^{-8} (0,1–10 000).

Указанные характеристики зависят от формы и размеров частиц порошка, состояния их поверхности, способа и режима изготовления. Увеличение пористости материала и использование порошка со сферическими частицами и гладкой поверхностью приводят к увеличению газопроницаемости.

Существует несколько путей получения пористых СО, обеспечивающих воспроизведение необходимого для МО ПФИ диапазона значений проницаемости. Основным из них является создание СО на основе бипористых ППММ, характеризующихся двумя взаимопронизывающими друг друга системами пор, существенно отличающимися по размерам, а также метод покрытия частиц исходного порошка тонким слоем легкоплавкого металла. Окисленные порошки или добавки оксидов в исходную шихту перед формованием позволяют получить прочные среднепористые материалы, пригодные для создания СО проницаемости.

Диапазон возможных значений воспроизводимых проницаемостей целесообразно разбить на несколько поддиапазонов (в почти “логарифмическом” масштабе) для выпуска СО газопроницаемости в виде комплектов: 1-й – 0,5–5; 2-й – 5–50; 3-й – 50–500; 4-й – 500–2000; 5-й – 2000–8000 мД.

Изменяя размер и форму частиц исходного порошка, давление прессования и температуру спекания, можно с приемлемой точностью

контролировать варьируемые значения проницаемости в заданных поддиапазонах.

На рис. 1 изображены СО газопроницаемости из комплекта поставки, включающего 5 образцов, номера СО на рисунке соответствуют номерам поддиапазонов воспроизводимых значений проницаемости.

В табл. 2 в качестве примера приведены реальные значения воспроизводимых проницаемостей для четырех комплектов СО. О значениях погрешностей воспроизведения проницаемости стандартными образцами можно судить по данным, приведенным в табл. 3 для выборочной группы стандартных образцов (группа сформирована из стандартных образцов, прошедших одновременную аттестацию).

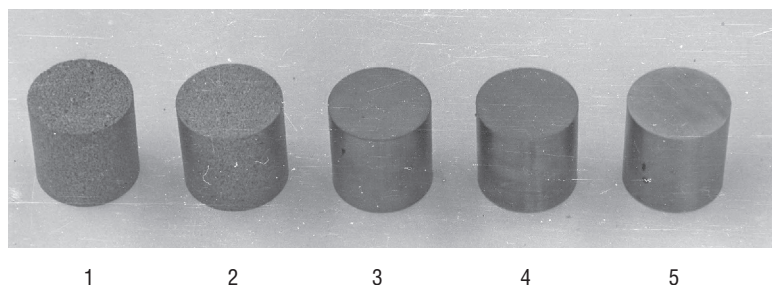


Рис. 1. Внешний вид стандартных образцов проницаемости на основе металлических порошков

Таблица 2

Значения проницаемостей, воспроизводимые стандартными образцами

Поддиапазон проницаемостей, мД	Значения проницаемостей, воспроизводимые СО, мД			
	Компл. № 1	Компл. № 2	Компл. № 3	Компл. № 4
0,5–5	0,9	2,9	4,5	2,6
5–50	9,9	15,8	9,1	7,3
50–500	149,2	155,6	133,7	162,4
500–2000	1480,0	1026,9	1484,1	940,1
2000–8000	6580,7	5626,3	7412,5	6595,9

Из табл. 3 вытекает, что СО с большими значениями газопроницаемости удастся аттестовать с меньшими погрешностями, что подтверждает практический опыт исследований этой характеристики на образцах керна.

Таблица 3

Погрешности воспроизведения проницаемости стандартными образцами на основе ППММ

№ СО	Воспроизводимая проницаемость, мД	Погрешность воспроизведения проницаемости	
		Абсолютная, мД	Относительная, %
Г11-1К	0,016	0,001	6,25
Г15-1К	0,050	0,003	6,00
Г61-2К	1888	50,0	2,65
Г62-1К	2030	55,0	2,71
Г55-1К	5154	14,0	0,27

Представляют интерес результаты исследований проницаемости на СО в различных организациях (табл. 4), анализ которых наглядно указывает на существование серьезных проблем в обеспечении единства измерений проницаемости в отрасли – расхождения в результатах межлабораторных измерений, достигающие 80%, приемлемыми признать нельзя.

Резюмируя вышесказанное, можно утверждать, что пористые материалы, изготовленные методом порошковой металлургии, могут быть использованы для изготовления СО проницаемости, обеспечивающих перекрытие диапазона ожидаемых значений проницаемости керна и обладающих удовлетворительной стабильностью своих характеристик.

Следует также упомянуть о разработках в области создания СО проницаемости на основе ППММ, выполненных в НТЦ “Амплитуда” (г. Зеленоград). Рамки настоящей статьи не позволяют остановиться на их подробном описании, отметим только, что в этой организации были созданы цилиндрические СО диаметрами от 25 до 100 мм и длинами от 30 до 90 мм, а также СО кубической формы с широким диапазоном воспроизводимых значений проницаемости.

Таблица 4

№ СО	Значения проницаемости, мД, полученные в лабораториях					Среднее значение по лабораториям, мД	Максимальные отклонения от среднего значения, %
	ВНИИГАЗ	ВНИГНИ	ВНИГИК	ВНИИГИС	ЦНИП (Тюмень-геология)		
2-1	—	2,0	2,4	—	0,44	1,33	+80,5; –66,9
K11197	2,7	—	1,4	2,2	—	2,45	+10,2; –10,2
K10943	5,7	5,3	7,2	5,8	—	6,00	+20,0; –11,7
2-2	—	4,4	15,8	—	3,8	9,08	+74,0; –58,2
1	10,6	11,9	14,2	5,1	—	10,45	+35,9; –51,2
3	16,8	20,6	21,1	32,0	—	24,3	+45,4; –38,5
K10912	112,2	106,0	115,0	100,5	—	108,4	+6,10; –7,30
2-3	—	86,0	115,6	—	134,0	120,8	+10,9; –28,8
2	179,9	158,0	195,0	183,0	—	179,0	+8,90; –11,7
1'	225,8	395,0	452,0	494,0	—	391,8	+16,2; –42,4
2'	607,0	635,0	632,0	605,0	—	619,8	+2,50; –2,40
2-4	—	770	1027	—	936	900	+14,1; –14,4

Еще один перспективный путь создания СО проницаемости – аттестация по коэффициенту проницаемости СО открытой пористости на основе корунда (СО открытой пористости (СО-ОП) достаточно подробно описаны в [5]). Эта идея привлекательна возможностью создания универсальных многопараметрических СО для МО петрофизического оборудования по одной исследуемой характеристике и многофункциональных петрофизических измерительных комплексов, таких, как, например, установка ИФЕС для исследования нескольких фильтрационно-емкостных свойств керна. В [6] описаны результаты исследований по созданию СО удельного электрического сопротивления на основе СО-ОП, здесь же изложены результаты исследований по созданию СО проницаемости на основе СО пористости, изготовленных из корунда. Внешний вид этих СО приведен на рис. 2, а в табл. 5 в качестве примера приведены диапазоны воспроизводимых стандартными образцами проницаемостей для разных поддиапазонов воспроизведения открытой пористости. Как видно из табл. 5, значение воспроизводимой проницаемости увеличивается с ростом воспроизводимой пористости, хотя анализ данных по 60 образцам не выявляет ни четкой аналитической, ни корреляционной зависимости между этими двумя параметрами (табл. 6). Это обстоятельство, в частности, затрудняет изготовление СО проницаемости на основе корунда с заранее заданными значениями проницаемости.

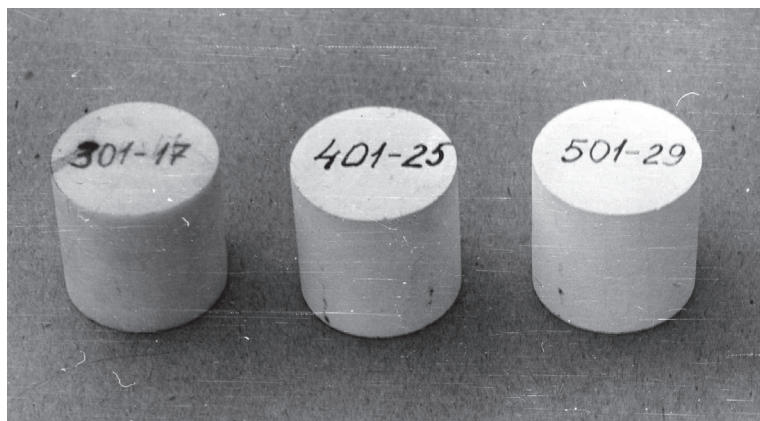


Рис. 2. Внешний вид стандартных образцов проницаемости на основе корунда

Таблица 5

Диапазоны воспроизводимых стандартными образцами проницаемостей для разных поддиапазонов воспроизведения открытой пористости

Пористость, %	Проницаемость, мД
1,51–5,00	0,0180–1,5375
17,01–20,20	0,4197–7,4280
25,10–34,60	0,7433–4,9800

Таблица 6

Сопоставление воспроизводимых значений открытой пористости и проницаемости стандартными образцами на основе корунда

Номер СО	Проницаемость, мД	Пористость, %
401-1	0,4197	19,28
301-13	0,4200	3,29
401-8	0,4200	18,64
301-57	0,4300	5,00
401-13	0,4700	19,12
301-48	0,4725	4,91
401-11	0,5275	20,03
301-87	0,5375	4,03
401-87	1,5050	17,01
501-68	1,5500	31,37

Так как образцы проницаемости из спеченного корунда подготавливались из стандартных образцов открытой пористости, то есть целевое назначение их было иное, чем контроль точности определения проницаемости, не удалось перекрыть весь или значительную часть диапазона проницаемости, присущего образцам керна, даже комплектом из 5–6 стандартных образцов. В то же время оказалось возможным подобрать образцы из корунда с очень низкими значениями проницаемости, которые не удастся изготовить из материалов на основе ППММ. Очевидной становится рекомендация оснащать петрофизические лаборатории СО двух типов – из материалов на

основе ППММ и из спеченного корунда для перекрытия всего диапазона значений проницаемостей.

Сравнительные исследования стабильности характеристик образцов из ППММ и корунда показывают лучшую стабильность корундовых образцов по сравнению с металлическими.

Опыт эксплуатации СО проницаемости показал их высокую эффективность при контроле качества лабораторных исследований проницаемости керна.

Следует также отметить, что упомянутый ранее НТЦ “Амплитуда” также выпускает СО проницаемости на основе спеченного корунда. Образцы имеют как цилиндрическую форму с размерами 30×30 , 80×80 и 100×80 мм, так и кубическую форму с длиной грани 25 мм. Диапазон воспроизводимых газопроницаемостей – от 0,1 до 1000 мД.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Агге Х., Оцеток К.* Металлокерамические фильтры, их изготовление, свойства и применение. Л.: Судпромгиз, 1959. 136 с.
2. *Витязь П. А., Концевич В. М., Шелег В. К.* Пористые порошковые материалы и изделия из них. Минск: Высшая школа, 1987. 164 с.
3. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
4. ГОСТ 9775-69. Фильтры стеклянные и изделия с фильтрами.
5. *Козыряцкий Н. Г.* Стандартные образцы для метрологического обеспечения измерений открытой пористости керна // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 3 (180). С. 59–66.
6. *Козыряцкий Н. Г.* Экспериментальная оценка стабильности стандартных образцов удельного электрического сопротивления для петрофизических исследований // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 1 (247). С. 84–91.
7. СТО ЕАГО 081-01. Породы горные. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832

*А. А. Веселков, М. А. Юматов,
С. А. Стрельцов, В. И. Журавлев
ООО "Нефтегазгеофизика"*

КАБЕЛЬНО-АВТОНОМНЫЙ КАРОТАЖНЫЙ КОМПЛЕКС. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ЧАСТИ И ОБЩАЯ ЛОГИКА РАБОТЫ

Рассмотрены варианты устройства скважинных частей кабельных и кабельно-автономных комплексов геофизических исследований скважин и общие соображения по логической организации подобных устройств. Приведены описания структуры реализованных вариантов телеметрических модулей. Уделено внимание разработке кабельно-автономной системы.

Ключевые слова: каротаж, кабельно-автономная система, телеметрический модуль, кабельные линии.

За последние годы скважинные приборы значительно усложнились. Быстрый рост возможностей электроники позволил существенно улучшить эксплуатационные характеристики измерительных цепей приборов независимо от методов исследований. С другой стороны, появились возможности измерения ряда дополнительных параметров, что привело к росту объема данных, которые необходимо сохранять

для последующей интерпретации. Стала возможной реализация скважинных вариантов приборов, ранее осуществимая только в лабораторных условиях.

В силу того, что количество спускоподъемных операций в условиях производства сильно ограничено по экономическим и технологическим причинам, каротажные работы осуществляются сборками из нескольких приборов, не вносящих перекрестных искажений в результаты измерений. В используемых на производстве каротажных комплексах [2, 7–9] каждый прибор обладает собственным кабельным приемопередатчиком, что при большом количестве приборов приводит к существенным ограничениям пропускной способности. Ограничения вызваны как невысоким качеством линии передачи информации среднестатистического каротажного кабеля, так и протокольными потерями. К тому же накладывается дополнительное условие аппаратного согласования по информационным жилам большого числа передатчиков при их общем питании.

Все вышесказанное, вкуче с опытом зарубежных производителей геофизического оборудования [4–6], привело к необходимости разработки отдельного устройства приемопередачи для скважинных сборок. Первым шагом на этом пути стал так называемый кабельный ретранслятор (рис. 1).

Это устройство размещалось над всей скважинной сборкой и являлось, фактически, единственным приемопередатчиком, работающим на каротажный кабель. Схемотехнически это обычная гальваническая развязка, но с собственным питанием, способная самостоятельно корректировать амплитуду и форму пропускаемого сигнала в обе стороны (к приборам скважинной сборки и в сторону поверхности). Такая конструкция позволила убрать с линии множественные передатчики и решить вопросы согласования каротажных кабелей с плохими свойствами. Увеличение амплитуды сигналов, поступающих в кабель позволило достичь стабильной работы приборных сборок при длинах кабеля до 10 км. Тем не менее временные характеристики сигналов скважинной аппаратуры остались неизменными (ретранслятор – это приемопередатчик синхронного типа, не обладающий возможностями вмешиваться в логику передачи), что вернуло разработчиков к проблеме пропускной способности.

Следующим шагом явилась попытка применения приемопередатчика асинхронного типа, то есть устройства, имеющего на разных “концах” электрически и логически разные интерфейсы.

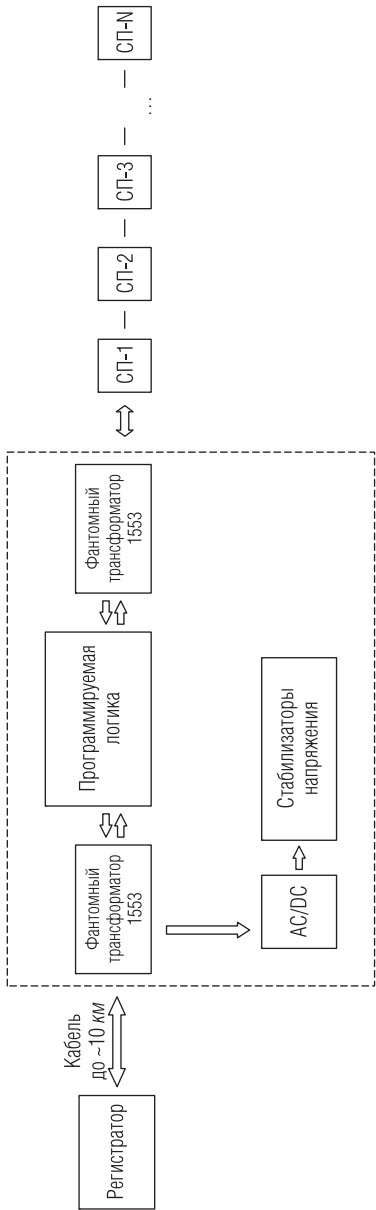


Рис. 1. Обобщенная схема кабельного ретранслятора

Передача в каротажный кабель и в сторону скважинной сборки приборов различается в таком устройстве как по физической скорости, так и электрически, и в смысле кодировки. Устройство получило название “телеметрический модуль” (рис. 2) и являлось фактически полноценным скважинным прибором с собственным программным обеспечением. Использование такого устройства приводит к изменениям в канале связи скважинного прибора с поверхностью – отпадает необходимость работы приемопередатчика самого прибора на каротажный кабель, а взамен возникает задача коммуникации по межприборной магистрали, то есть необходимость поддержания коммуникационной шины внутри сборки. По результатам экспериментов в качестве такой шины был выбран электрически устойчивый (гальваноразвязка и схемы защиты) к попаданию влаги в межприборные соединения интерфейс на основе биполярного кодирования со скоростями до $1,5 \text{ Мбит/с}$. В сторону каротажного кабеля работающие на производстве образцы обеспечивают скорость до 100 кбит/с , что позволяет передавать в реальном времени данные с большинства скважинных приборов сборки. К тому же, автономная от скважинных приборов (в смысле логики опроса) система кабельной передачи позволяет без существенной аппаратной модернизации обеспечить поддержку разных стандартов коммуникации с поверхностью, включая различные физические кодировки и частичное или полное сохранение полученных данных в энергонезависимой памяти. Вариант с сохранением независимой копии каротажных данных внутри телеметрического модуля позволяет получить частное, но приемлемое решение проблемы низкой пропускной способности линии связи с поверхностью. Идея заключается в следующем. Наземному оборудованию в реальном времени передается только та часть данных от скважинных приборов, которая необходима оператору для оценки их работоспособности, и базовые геофизические данные для качественной оценки разреза. Состав передаваемых данных может корректироваться оператором в соответствии с решаемыми в данном конкретном исследовании задачами. Поскольку опрос скважинных приборов осуществляется по времени, максимально возможная скорость каротажа определяется фактическим объемом необходимых оператору в реальном времени данных при заданном шаге детализации по глубине. Остальная информация скважинных приборов сохраняется в энергонезависимой памяти телеметрического модуля (копий может

быть несколько для повышения надежности) с последующим извлечением ее после поднятия приборов на поверхность и совмещении с уже полученными через каротажный кабель данными. Само извлечение может быть реализовано через любой стандартный для персональных компьютеров интерфейс в проводном и в беспроводном варианте. В настоящее время для считывания данных из телеметрического модуля используется интерфейс USB 2.0 в проводном варианте. Поскольку модуль с данными расположен первым на кабеле, а сборка приборов производится в вертикальном варианте, то считывание может быть произведено сразу по выходу головной части сборки над уровнем стола ротора. Технологически предусмотрены три варианта считывания. Первый сопряжен с отделением телеметрического модуля от сборки, считывание производится непосредственно в помещении каротажной станции. Длина существующих образцов телеметрического модуля не превышает полутора метров, а масса – не более 20 кг, поэтому операция не представляет трудностей. Второй – это перемещение считывающего устройства (ноутбука или планшета) непосредственно на стол ротора с соблюдением требований техники безопасности. Оба варианта предполагают наличие специализированного короткого USB-кабеля из комплекта наземного оборудования. И, наконец, третьим вариантом – считыванием без отсоединения телеметрического модуля от остальной сборки – можно воспользоваться при наличии дополнительного устройства – удлинителя USB-интерфейса [1].

В горизонтальных и сильнонаклонных скважинах типичны ситуации, когда использование кабельных линий оказывается невозможно. В этих случаях геофизические задачи решаются с использованием автономных каротажных комплексов, обладающих собственным аккумуляторным или батарейным питанием и реализующих внутри себя собственную логику процесса измерений.

Развитие принципа телеметрического модуля ведет к следующему этапу развития каротажных комплексов – комплексам универсальным, то есть кабельным и автономным одновременно. В случае кабельного каротажа скважинная сборка представляет собой приборную сборку с телеметрическим модулем в “голове” приборов (рис. 2), осуществляющим асинхронное преобразование кабельного интерфейса во внутриприборный и наоборот.

Соблюдается требование создания необходимого количества резервных копий для гарантии сохранности и целостности данных каротажа.

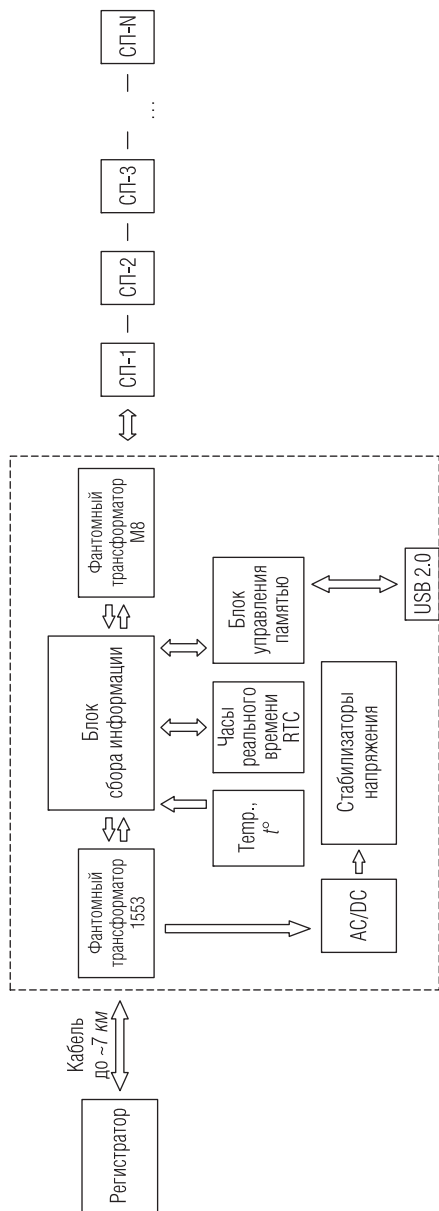


Рис. 2. Обобщенная схема телеметрического модуля (ТЛС-60)

Роль наземного оборудования в такой компоновке выполняет обычный каротажный регистратор, задающий всю логику опроса. Напомним, что функционально телеметрический модуль – это прежде всего дуплексный ретранслятор, пусть и асинхронный, обеспечивающий питание скважинной сборки через кабельную линию путем преобразования внешнего питания.

В автономном варианте роль наземного оборудования берет на себя отдельный модуль, так называемый скважинный регистратор, и блок питания (рис. 3), содержащий внутри себя необходимый набор аккумуляторов/батарей. Блоков питания может быть несколько в составе комплекса, если количество одновременно работающих приборов сборки превышает физические возможности единственного блока.

Скважинный регистратор представляет собой, фактически, приемопередатчик с собственной системой счета времени, реализующий собственную логику опроса сборки и управления питанием. В логическом смысле – это упрощенный вариант наземной части каротажного комплекса, лишенный системы счета глубины и операторского интерфейса. При такой компоновке вся сборка, за исключением скважинного регистратора и блока/блоков питания, функционирует одинаково как в кабельном, так и в автономном вариантах. Эта “одинаковость” позволяет использовать одни и те же приборы и в кабельном, и в автономном каротаже (в разных внешних корпусах, учитывающих ударные нагрузки автономного варианта) и удешевляет конструкцию.

Скважинный регистратор нуждается в предварительной инициализации на поверхности перед каротажом. Такая инициализация в существующих образцах осуществляется оператором через USB-интерфейс по аналогии с телеметрическим модулем. Процедура включает в себя передачу описаний опроса скважинных приборов (начало опроса, конец опроса, режимы работы) в привязке к астрономическому времени и процедуру синхронизации астрономического времени на поверхности и внутри скважинного регистратора. Синхронизация необходима для последующего совмещения данных от скважинных приборов и поверхностных данных по глубинам и временам, формируемым по движению буровой колонны. Модуль скважинного регистратора по аналогии с телеметрическим модулем содержит электронику резервного копирования каротажных данных, повышая таким образом надежность системы в целом.

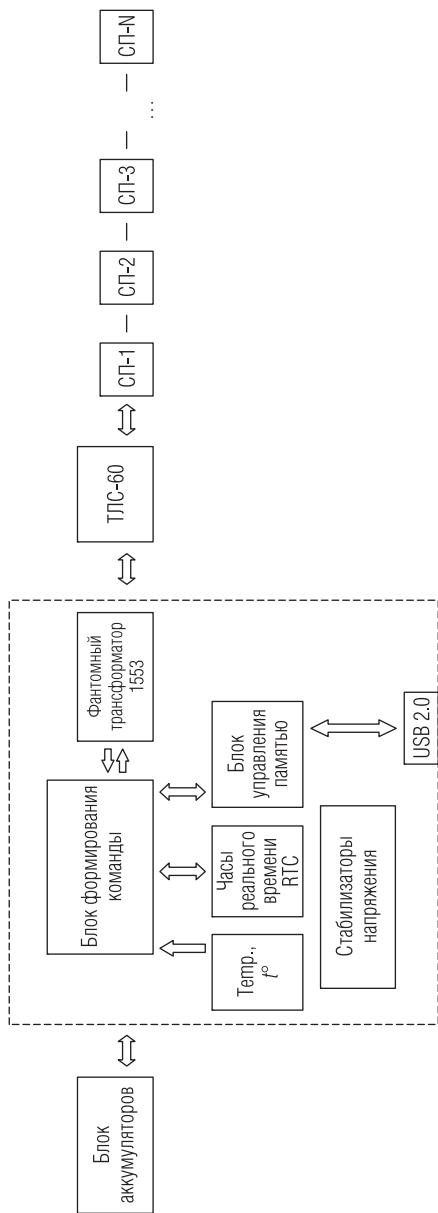


Рис. 3. Схема скважинного регистратора

Логическая схожесть кабельного и автономного вариантов каротажа позволяет реализовать операторское программное обеспечение в рамках единой оболочки для каротажей на кабеле и на буровом инструменте, получая на выходе каротажные данные в унифицированном формате. На общих принципах построения такого программного обеспечения здесь нет смысла останавливаться подробно. Отметим только, что возможностей операторской оболочки, существующей для кабельного варианта каротажа, после некоторых доработок оказывается вполне достаточно для проведения полного комплекса каротажных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.icron.com>
2. <http://www.karotazh.ru/index.php>
3. <http://www.geo.oilru.ru>
4. <http://www.slb.ru>
5. <http://www.bakerhughes.com>
6. <http://www.halliburton.com/en-US/default.page>
7. <http://www.sigma.kg>
8. <http://protonmag.ru/equipment/item-23/>
9. <http://ungs.kz/oborudovanie-i-po/nazemnye-registriruyushchie-sistemy/vulkan-v3/>

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО "Нефтегазгеофизика" и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

В. В. Вержбицкий, В. А. Пантюхин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОВОДИМОСТИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖЕЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Исследованы сигналы электромагнитного (ИК, ВЭМКЗ) и электрического (БКЗ) каротажей в рамках модели однородной анизотропной среды. Показано, что чувствительность одиночного зонда к любому параметру среды неоднозначно характеризует погрешность определения этого параметра. Введено понятие чувствительности комплекса зондов и проведен расчет этой величины для нескольких сочетаний зондов электрического (ЭК), электромагнитного (ЭМК) каротажей.

Ключевые слова: горная порода, анизотропия, электрический и электромагнитный каротаж, горизонтальная скважина, математическое моделирование.

Введение

Методики и средства интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажей с учетом влияния анизотропии разреза создавались первоначально для исследования вертикальных скважин. В качестве примера можно привести методику комплексной интерпретации [12] и программно-методический комплекс ЭКАР, в основе которых лежит одна и та же интерпретационная модель среды. Рассматривалось два вида анизотропных (трансверсально-изотропных) пластов:

- 1) микроанизотропные пласты, анизотропные свойства которых обусловлены их текстурой или слоистым строением при толщине прослоев, недостаточной для обнаружения их методами ГИС;
- 2) макроанизотропные пласты, толщины прослоев которых позволяют выделить их на каротажных кривых методов с высоким вертикальным разрешением.

Методика определения электрических параметров микроанизотропных пластов ограниченной толщины изложена в первой части [12]. Коэффициент анизотропии пласта λ ($\lambda = \sqrt{\rho_{\text{п}} / \rho_t}$), где ρ_t – удельное

электрическое сопротивление (УЭС) породы в плоскости напластования; $\rho_{\perp}$ – УЭС в перпендикулярном направлении. В проницаемых пластах величина коэффициента зафиксирована ($\lambda_{\perp} = \lambda_{\text{зп}} = 1,1$), чтобы минимизировать погрешность результатов обработки, так как определение величины коэффициента анизотропии по данным традиционного комплекса невозможно. Результаты обработки в непроницаемых пластах с учетом анизотропии позволяют более корректно оценить качество измерений, уточнить значение УЭС промывочной жидкости и учесть погрешности измерения отдельными зондами комплекса. Аналогичные задачи решаются при помощи программы ЭКАР [14].

Методика определения электрических параметров макроанизотропных пластов изложена во второй части [12]. Применение этой методики позволяет исключить из эффективной толщины коллектора общую толщину непроницаемых прослоев и определить УЭС проницаемых прослоев.

При исследованиях в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах основной является навигационная задача. Важно определить, что скважиной вскрыт именно запланированный объект, и обеспечить продолжение бурения так, чтобы горизонтальная часть ствола не выходила из пределов этого объекта. Если границы пласта все же будут нарушены, необходимо выделить интервалы ствола, находящиеся вне границ исследуемого пласта.

В анизотропном пласте результаты обработки данных ЭК, ЭМК в наклонной или горизонтальной скважине, проведенной при помощи средств, разработанных для вертикальных скважин, могут существенно отличаться от результатов, полученных в вертикальных скважинах. Это приводит к ошибкам не только в определении электрических параметров пласта, но и в его идентификации.

Настоящая работа посвящена оценке возможностей зондов ЭК и ЭМК для решения некоторых задач, возникающих при исследовании горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Выбор комплекса зондов и интерпретационной модели

Поскольку основные усилия при разработке отечественных приборов для исследования горизонтальных скважин (ГС) были сосредоточены на создании систем, способных наилучшим способом преодолеть искривленную и горизонтальную части ствола и обеспечить

возможность проведения измерений, конфигурация зондов ЭК и ЭМК изменилась слабо. В случае ЭК точечные электроды практически заменены кольцевыми, размещенными на непроводящем корпусе [19]. Зонды ЭМК содержат катушки, ориентированные вдоль оси прибора.

Как показывает опыт анализа скважинных материалов и результатов математического моделирования, любой комплекс ЭК, ЭМК можно условно разделить на зонды малого и большого радиусов исследования.

Показания зондов малого радиуса исследований подвержены существенному влиянию параметров скважины и зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Есть основания предполагать, что форма сечения наклонной скважины существенно отличается от круга, при этом информация о форме профиля сечения в большинстве случаев отсутствует. Зона проникновения также является асимметричной, и о ее форме существуют различные предположения [6, 11]. Существующий комплекс исследований не позволяет определить параметры скважины и зоны проникновения и, следовательно, ввести корректные поправки в показания этих зондов. Только введение в комплекс исследований методов профилометрии скважин и азимутально направленных зондов [1] позволит уточнить модель прискважинной зоны и использовать показания зондов с малым радиусом исследования.

По данным зондов большого радиуса исследований решаются традиционная задача определения УЭС неизменной части пласта и задача уточнения положения и ориентации скважины относительно границ пласта. На показания больших зондов практически не влияют изменения УЭС разреза в прискважинной зоне, и методика интерпретации их данных может быть разработана на основе решений прямых задач для модели плоскостной среды [5, 9, 21].

Прямые задачи ЭК, ЭМК для такой модели среды с учетом анизотропии разреза получены давно. Известны решения для зондов ЭК с точечными электродами [15]. Для поля произвольного гармонического источника в среде с произвольной ориентацией осей анизотропии в каждом слое [16] разработан общий подход. Этот подход был реализован в виде конкретного решения для поля произвольно ориентированного магнитного диполя в трансверсально-изотропной среде, что позволило исследовать показания зондов ИК в наклонной скважине [13, 18].

Наиболее простым объектом для исследования является пласт достаточно большой толщины. В случае, когда вмещающие породы не оказывают влияния на показания зондов комплекса, толщину можно считать неограниченной. Для зондов большого радиуса исследований свойства такого пласта соответствуют однородной среде. На основе этой простейшей модели удобно исследовать основные принципы обработки данных ЭК, ЭМК и оценки эффективности комплекса этих методов.

Выбор способа обработки и оценки эффективности комплекса

Показания зондов БКЗ в однородной анизотропной среде определяются формулой [10]: $\rho_k = \rho_t \lambda_k$, где λ_k – кажущееся значение коэффициента анизотропии; $\lambda_k = \sqrt{\cos^2 \alpha + \sin^2 \alpha / \lambda^2}$; α – угол между осью прибора и осью анизотропии (зенитный угол).

Расчет показаний зонда ЭМК с катушками, ориентированными вдоль оси прибора в анизотропном пласте с произвольным наклоном скважины, основан на известном решении задачи о поле произвольно ориентированного гармонического магнитного диполя в однородной анизотропной среде [22]:

$$h = \frac{[2 + (1-i)p]}{2} e^{-(1-i)p} + \frac{(1-i)p}{2} e^{-(1-i)p/\lambda_k}, \quad (1)$$

где h – магнитное поле, нормированное на поле в воздухе; p – расстояние от диполя до точки измерения, нормированное на толщину скин-слоя δ в плоскости, нормальной оси анизотропии ($\delta = \sqrt{\frac{2\rho_t}{\omega\mu}}$, где ω – циклическая частота диполя, μ – магнитная проницаемость среды).

На рис. 1 приведены зависимости λ_k от угла α при $\lambda = \sqrt{2}$, 2. Эта величина плавно изменяется от 1 до λ при увеличении α от нуля до девяноста градусов.

Таким образом, любой комплекс, содержащий зонды ЭМК с катушками, ориентированными вдоль оси зондов, и зонды БКЗ позволяет определить только значения ρ_t и λ_k . Обработка показаний комплекса для этой модели среды может быть проведена двумя путями. Можно использовать величину зенитного угла, полученную по данным

инклинометрии, и решать обратную задачу относительно ρ_t и λ или ρ_t и ρ_n [20]. Второй путь заключается в решении обратной задачи относительно ρ_t и λ_k . В этом случае погрешность определения ρ_t не зависит от погрешности определения α . Этот подход является предпочтительным, поскольку именно величина ρ_t определяется при исследованиях в вертикальных скважинах и служит для идентификации пластов. Значения λ и α при необходимости могут быть получены из величины λ_k с использованием данных инклинометра.

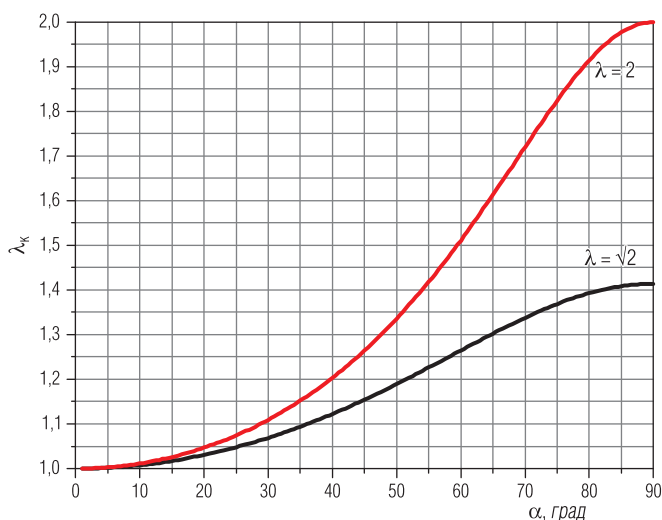


Рис. 1. Зависимости λ_k от угла α

Оценка погрешности результатов обработки может быть построена на основе анализа чувствительности комплекса зондов к различным параметрам модели разреза. Чувствительность показаний k -го зонда y_k к параметру модели x_i определяется соотношением [20, 21]:

$$\eta_{ik} = \frac{\partial \ln y_k}{\partial \ln x_i}.$$

Использование непосредственно этой величины для оценки погрешности результатов обработки сигнала зонда оправдано в случае, когда он практически не зависит от остальных параметров модели.

В противном случае возникает ряд проблем. Чувствительность зонда к i -му параметру является неоднозначной величиной и зависит от выбора остальных параметров, описывающих модель. Так, чувствительность любого зонда БКЗ к ρ_t равна -1 , $-0,5$ или 0 , если в качестве второго параметра выбрать λ_k , $\rho_{\Pi} = \rho_t \lambda_k^2$ или $\rho_m = \rho_t \lambda_k$, соответственно. При выборе фиксированного набора параметров отсутствие учета влияния погрешностей определения остальных параметров может привести к излишне оптимистической оценке возможностей метода при определении i -го параметра. Необходима оценка чувствительности комплекса методов.

В качестве оценки погрешности определения 1-го параметра геоэлектрической модели используем квадратный корень соответствующего диагонального элемента ковариационной матрицы [17]. Используя элементарное преобразование и формулу Бине–Коши, можно получить следующее выражение для чувствительности комплекса n зондов к x_1 :

$$\eta_1 = \left[\frac{\sum_{1 \leq k_1, < k_2, \dots, k_m \leq n} A^2_{(k_1, k_2, \dots, k_m)}^{(1, 2, \dots, m)}}{\sum_{2 \leq k_1, < k_2, \dots, k_{m-1} \leq n} A^2_{(k_1, k_2, \dots, k_m)}^{(2, 3, \dots, m)}} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2)$$

где $A_{(k_1, k_2, \dots, k_m)}^{(1, 2, \dots, m)}$ – миноры m -го порядка матрицы A размерности $m \times n$;

$a_{ik} = \eta_{ik} \cdot \frac{\delta}{\delta_k}$; m – количество параметров, описывающих модель; δ_k – относительная погрешность измерения y_k ; δ – некоторая характеристическая относительная погрешность комплекса; $A_{(k_1, k_2, \dots, k_m)}^{(2, 3, \dots, m)}$ – миноры $(m - 1)$ -го порядка матрицы A с исключенной первой строкой. Чувствительность определяется для 1-го параметра исключительно из соображений удобства написания формулы. Эта величина равна отношению δ к относительной погрешности определения 1-го параметра. Например, если выбрать в качестве δ относительную погрешность измерения основным зондом комплекса, эта погрешность, деленная на чувствительность комплекса, равна погрешности определения искомого параметра. Легко показать, что величина η_1 инвариантна относительно выбора остальных $(m - 1)$ параметров, описывающих модель.

Ниже рассмотрены особенности поведения чувствительности различных комплексов ЭК, ЭМК к величине ρ_t в однородной анизотропной среде.

Результаты моделирования в однородной анизотропной среде

На рис. 2 приведены результаты расчетов активной и реактивной составляющих кажущейся проводимости самого длинного зонда (ЗИ2,05) аппаратуры 5ИК.

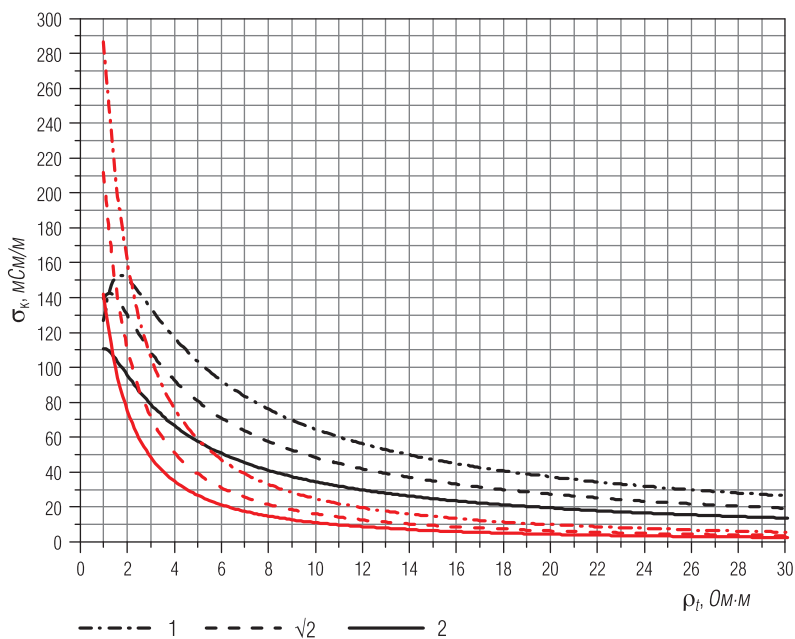


Рис. 2. Зависимости активной (черный цвет) и реактивной (красный цвет) составляющих кажущейся проводимости зонда ЗИ2,05 от ρ_t . Шифр кривых – λ_k

При увеличении коэффициента анизотропии пласта показания зондов уменьшаются, что приводит к завышению величины ρ_b , определенной по зависимостям для изотропной среды.

Из (1) следует, что по поведению в предельном случае $p \rightarrow 0$ все показания зондов ЭМК можно разбить на две группы. В первую входят активные составляющие показаний зондов ИК, показания зондов, регистрирующих разность фаз ($\Delta\varphi$). Им соответствует $\rho_k = \rho_t \lambda_k$. К этой же группе относятся зонды БКЗ. Во вторую – реактивные составляющие показаний зондов ИК и показания зондов, регистрирующих отношение амплитуд сигналов измерительных катушек. В этом случае

$$\rho_k = \rho_t \left[\frac{1}{4} + \frac{3}{4\lambda_k^2} \right]^{-\frac{2}{3}}.$$

При существенном влиянии скин-эффекта ρ_k становится больше, и это завышение тем сильнее, чем больше параметр p . Таким образом, при достаточно низком сопротивлении разреза и при наличии измерений зондами с различными величинами параметра p появляется возможность выделить анизотропный пласт и оценить величину коэффициента анизотропии. Комплекс таких зондов может содержать либо зонды с одинаковой рабочей частотой и разной длиной, либо зонды с различной рабочей частотой, либо зонды, принадлежащие к разным группам.

Если комплекс состоит из изопараметрических зондов, величина p остается одной и той же для всех зондов комплекса, и несмотря на то, что влияние анизотропии может быть существенным, отсутствует возможность не только определения ρ_t и λ_k , но и установления самого факта анизотропности пласта относительно электросопротивления.

Метод выделения анизотропных пластов, основанный на этом эффекте, первоначально был разработан и опробован на практических материалах [4] для анизотропных в плоскости напластования пластов, вскрытых вертикальной скважиной. С развитием горизонтального бурения был разработан и используется соответствующий блок в программе ЭКАР [2, 7]. При выделении анизотропных пластов и оценке их параметров используются показания зондов аппаратуры, разработанной как в ООО “Нефтегазгеофизика”, так и в других организациях.

На рис. 3 представлены результаты расчета чувствительностей составляющих показаний зонда ЗИ2,05 и чувствительность их совокупности к параметру ρ_t анизотропного пласта.

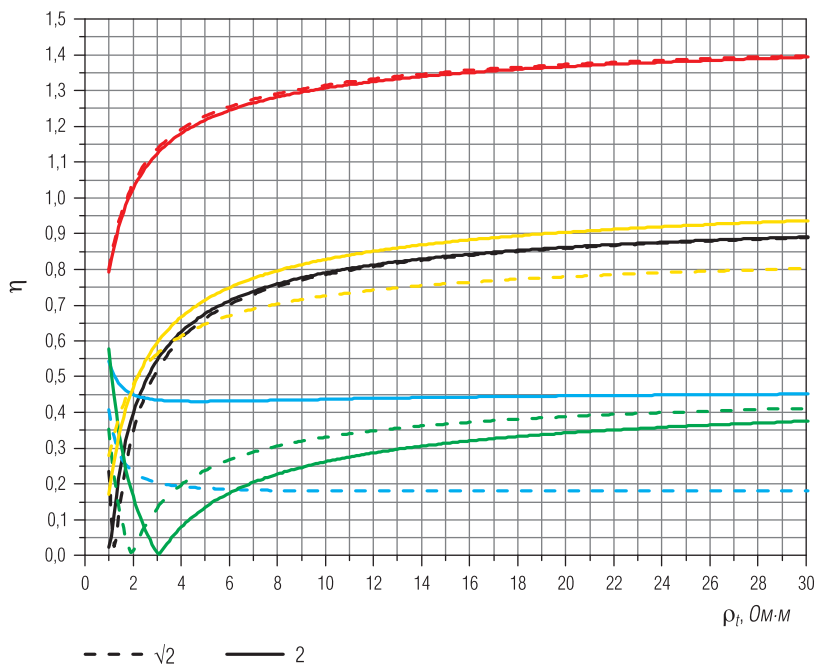


Рис. 3. Чувствительность кажущейся проводимости зонда 3И2,05 к ρ_t . Активная (черный цвет) и реактивная (красный цвет) составляющая при известном λ_k . Активная (зеленый цвет) и реактивная (желтый цвет) составляющая при известном $\rho_t \lambda_k^2$. Чувствительность комплекса (синий цвет). Шифр кривых – λ_k

Чувствительность каждой составляющей существенно зависит от выбора второго известного параметра. При определении ρ_t и λ_k или ρ_t и $\rho_t \lambda_k^2$ одновременно по активной и реактивной составляющим показаний зонда чувствительность комплекса к ρ_t остается неизменной. При этом появляется более сильная зависимость от величины λ_k , а прогноз погрешности определения ρ_t становится менее оптимистическим. При возрастании ρ_t чувствительность комплекса к активной и реактивной составляющим сигнала зонда стремится к постоянной величине, обусловленной асимптотическими значениями этих составляющих. Относительные погрешности регистрируемых сигналов здесь и ниже берутся одинаковыми, если не оговорено обратное.

Чувствительности к ρ_t различных пар зондов, относящихся к первой группе, представлены на рис. 4.

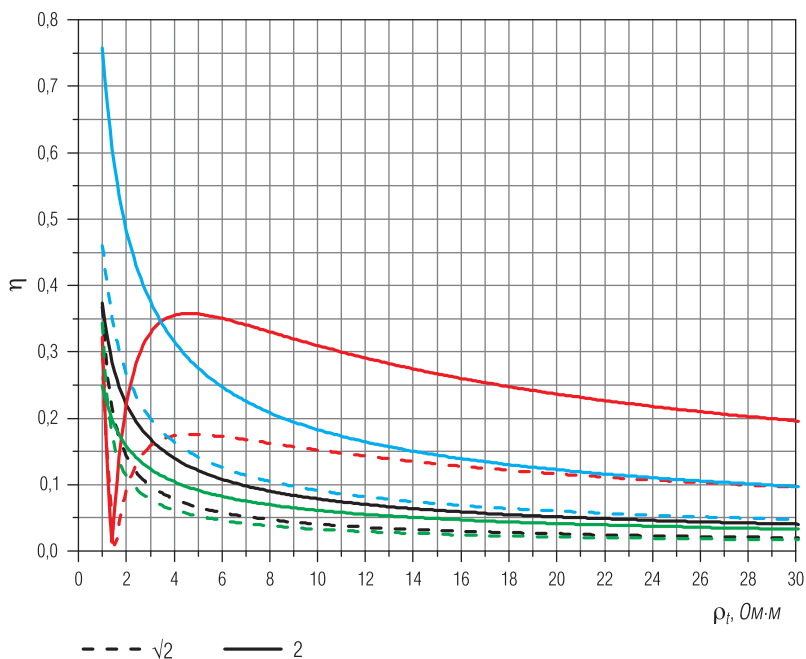


Рис. 4. Чувствительность к ρ_t парных измерений активной составляющей показаний зонда ЗИ2,05 со следующими сигналами: активной составляющей показаний зонда ЗИ1,26 (черный цвет); $\Delta\phi$ ВЭМКЗ (красный цвет); ρ_k БКЗ (синий цвет); ρ_k БКЗ с погрешностью в четыре раза больше погрешности основного зонда (зеленый цвет). Шифр кривых – λ_k

В этом случае возможность определения параметров анизотропного пласта обусловлена исключительно различным влиянием скин-эффекта на показания используемых зондов. При увеличении сопротивления среды величина η стремится к нулю, поскольку асимптотические значения всех измерений (ρ_k) совпадают. Как и следовало ожидать, лучшей чувствительностью обладают пары зондов, максимально различающиеся по величине влияния скин-эффекта: ИК и ВЭМКЗ, а также ИК и БКЗ.

В случае использования зондов БКЗ следует учитывать, что на показания даже зондов большой длины существенное влияние могут оказывать параметры скважины. В случае нарушения симметрии среды за счет искажения формы сечения скважины [3], анизотропии проводимости [8], существования границы между пластами [6], это влияние усиливается. Поэтому при оценке чувствительности комплекса в погрешность сигнала БКЗ должна включаться не только погрешность регистрации сигнала, но и ошибка, связанная с отсутствием корректного учета влияния скважины. Величина этой ошибки возрастает с увеличением контрастности сопротивлений промывочной жидкости и пласта и может существенно превосходить погрешность регистрации сигнала. В качестве примера на рис. 4 приведены зависимости чувствительности к ρ_i измерений активной составляющей показаний зонда ЗИ2,05 и ρ_k БКЗ с погрешностью, равной и в четыре раза превосходящей погрешность основного зонда. Из приведенных зависимостей видно, что увеличение погрешности измерений одним из методов существенно снижает чувствительность комплекса.

Правильная оценка погрешности показаний зонда, в том числе и связанная с отсутствием учета влияния на них тех или иных факторов, имеет большое значение для получения достоверного результата обработки. С одной стороны, добавление дополнительных методов повышает достоверность результатов обработки данных комплекса, с другой – занижение погрешностей измерения этими методами может привести к существенному искажению результатов обработки.

На рис. 5 представлены результаты расчета чувствительности обеих составляющих показаний зонда ЗИ2,05 и чувствительностей с дополнительными сигналами $\Delta\phi$ ВЭМКЗ и ρ_k БКЗ к параметру ρ_i анизотропного пласта.

Наилучшим является комплекс ИК, ВЭМКЗ, что подтверждается практическими результатами [2, 7].

Как правило, наклонно-направленные и горизонтальные скважины бурятся для дополнительной разведки или эксплуатации месторождений. Поэтому еще на стадии планирования проведения такой скважины известны приблизительные значения параметров разреза. Чувствительности к ρ_i показаний зонда ЗИ2,05 с учетом априорной оценки этого параметра с различными погрешностями приведены на рис. 6.

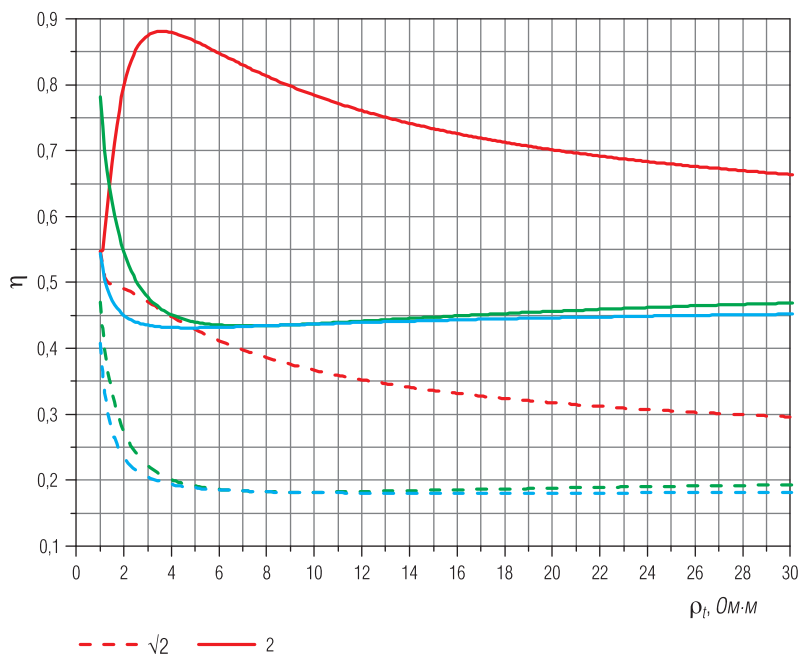


Рис. 5. Чувствительность к ρ_t измерений активной и реактивной составляющих показаний зонда 3И2,05 (синий цвет) со следующими дополнительными сигналами: $\Delta\varphi$ ВЭМКЗ (красный цвет); ρ_k БКЗ (зеленый цвет). Шифр кривых — λ_k

Из представленных зависимостей следует, что достоверность определения ρ_t может быть существенно повышена с использованием априорной информации о его величине. Погрешность этой информации связана с предварительной изученностью разреза и латеральной изменчивостью его свойств.

Заключение

Проведенное математическое моделирование показывает, что тангенциальное УЭС толстого анизотропного пласта может быть определено по данным ЭК, ЭМК без определения угла наклона скважины и коэффициента анизотропии пласта. Определение этих величин заменяется определением λ_k .

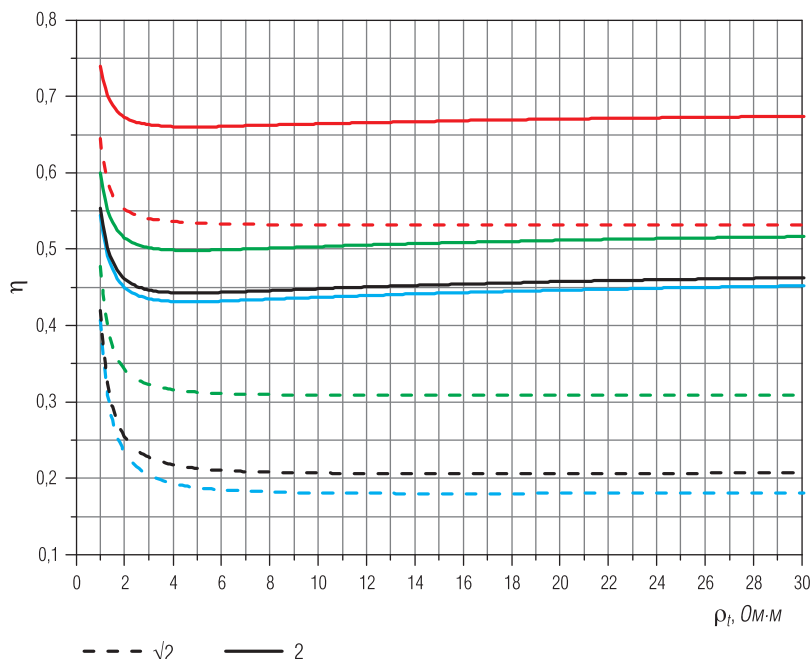


Рис. 6. Чувствительность к ρ_t измерений активной и реактивной составляющих показаний зонда ЗИ2,05 (синий цвет) с учетом априорной оценки ρ_t с погрешностями больше погрешности регистрации сигнала зонда: в 10 раз (черный цвет); в 4 раза (зеленый цвет); в два раза (красный цвет). Шифр кривых — λ_k

Чувствительность одиночного зонда к любому параметру среды однозначно характеризует погрешность определения этого параметра только в случае, когда показания зонда не зависят от других параметров среды. В противном случае необходимо использовать чувствительность комплекса зондов в количестве не менее, чем число параметров, влияющих на их показания.

Достоверность определения электрических параметров анизотропного пласта, вскрытого горизонтальной или наклонной скважиной, может быть существенно повышена с учетом априорной информации о параметрах разреза, полученных в результате исследований вертикальных скважин. Особенно большое значение эта информация

будет иметь при рассмотрении более сложных моделей среды. Даже в изотропном разрезе для обратной задачи ЭК, ЭМК характерна модельная эквивалентность [9], связанная в основном с влиянием тонких прослоев.

Обработка скважинных материалов по отдельно взятой горизонтальной скважине представляет сложную и часто неразрешимую задачу из-за отсутствия необходимой информации. В частности, это информация о параметрах подстилающей породы и толщины исследуемого пласта. Поэтому необходимо предусмотреть возможность использования в программе обработки данных по близлежащим вертикальным скважинам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по результатам зарубежной литературы) // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2012. Вып. 9 (219). С. 42–54.
2. Вержбицкий В. В., Девицын В. А., Снежко О. М. Результаты испытаний модуля 4ИК-73Г в горизонтальных скважинах треста "Сургутнефтегеофизика" // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1998. Вып. 57. С. 87–97.
3. Вержбицкий В. В. Зонды БКЗ в скважине эллиптического сечения // Изв. вузов. Геология и разведка. 1984. № 7. С. 112–116.
4. Вержбицкий В. В., Малинин А. В., Кузьмичев О. Б., Юматова Т. Г. Применение электрокаротажа при исследовании анизотропии проницаемости горных пород // Разведочная геофизика: Обзор. 1992. Вып. 4. 28 с.
5. Вержбицкий В. В. Оценка некоторых возможностей многозондовых комплексов ЭМК при исследовании горизонтальных скважин // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1999. С. 72.
6. Вержбицкий В. В. Прямые задачи электрокаротажа горизонтальных скважин // Изв. РАН. Физика Земли. 1997. № 3. С. 71–74.
7. Вержбицкий В. В., Рудяк Б. В., Снежко О. М. и др. Электрическая анизотропия продуктивных пластов-коллекторов в горизонтальных скважинах Федоровского месторождения Западной Сибири // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 2 (129). С. 9–23.
8. Вержбицкий В. В., Шеин Ю. Л. Влияние горизонтальной анизотропии проводимости на показания зондов БКЗ // Изв. вузов. Геология и разведка. 1987. № 6. С. 119–121.
9. Горбатенко А. А., Сухорукова К. В. Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 11 (245). С. 42–54.

10. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981. 344 с.
11. Лежанкин С. И., Рапин В. А. Особенности интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах // Геофизика. 1994. № 2. С. 31–36.
12. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплектом палеток) / Под ред. А. В. Ручкина. Калинин: Союзпромгеофизика, 1990. 85 с.
13. Пантюхин В. А., Чаадаев Е. В., Юматова Т. Г. Эквивалентность при индукционном каротаже наклонных анизотропных пластов // Изв. вузов. Геология и разведка. 1986. № 2. С. 148–151.
14. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610807 LogWin-ЭК. 2005.
15. Сидорчук А. И., Чаадаев Е. В. Оценка влияния анизотропии на кривые КС в многослойных средах // Геология и геофизика. 1976. № 11. С. 86–94.
16. Табаровский Л. А., Эпов М. И. Электромагнитное поле гармонических источников в слоистых анизотропных средах // Геология и геофизика. 1977. № 1. С. 101–109.
17. Тихонов А. Н., Уфимцев М. В. Статистическая обработка результатов экспериментов. М.: Издательство МГУ, 1998. 174 с.
18. Чаадаев Е. В., Гайдаш А. Д., Санто К. Л., Пантюхин В. А. Индукционный каротаж наклонных анизотропных пластов // Геология и геофизика. 1980. № 10. С. 106–112.
19. Эпов М. И., Каюров К. Н., Ельцов И. Н., Сухорукова К. В. и др. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть. 2010. № 2. С. 16–19.
20. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Сухорукова К. В., Глинских В. Н. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 2 (260). С. 64–79.
21. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Сухорукова К. В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 11 (245). С. 29–42.
22. Moran J. H., Gianzero S. Effect of Formation Anisotropy on Resistivity – Logging Measurements // Geophysics. V. 44. № 7. 1979. P. 1266–1268.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832.7

В. А. Пантюхин, В. Г. Диченко, Р. А. Нигматзянов
ООО “Нефтегазгеофизика”

МНОГОЗОНДОВЫЙ ПРИБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ ЭК-ВР

Представлены результаты разработки прибора многозондового бокового каротажа. Приведены технические характеристики прибора и области его применения. Описано программно-методическое обеспечение регистрации и обработки данных. Показаны примеры выполненных исследований бурящихся скважин.

Ключевые слова: каротаж, электрометрия, многозондовый прибор, интерпретация, обратная задача.

Точность определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов всегда была определяющим фактором при выделении коллекторов, оценке характера насыщения и определении коэффициента нефтегазонасыщенности.

Традиционные методы однозондовых (БК-3) и двухзондовых модификаций (БК-3+БК-5 и БК-7+БК9) бокового каротажа не всегда обеспечивают достаточную информацию для корректного решения этих задач.

Наибольшие ограничения наблюдаются при проведении каротажа в условиях высокоминерализованной промысловой жидкости (ПЖ), когда контрастность (отношение УЭС пород к УЭС ПЖ) достигает значений порядка 10^5 и более. Искажения записей глубинных зондов БК (БК-3 или БК-7), известные как Гронинген- и Делава-эффекты, усугубляют проблему, а зачастую делают невозможной правильную интерпретацию данных двойного бокового каротажа.

Для повышения эффективности метода бокового каротажа ведущими каротажными компаниями разработаны многозондовые приборы БК [1, 4–6].

Учитывая наметившийся спрос на российском сервисном рынке к таким приборам, ООО “Нефтегазгеофизика” в 2013 г. приступило к разработке своей модификации скважинного прибора многозондового бокового каротажа. На основе результатов моделирования и опыта предыдущих разработок приборов двойного бокового каротажа за основу реализации многозондового прибора БК была выбрана компоновка,

которая включает в себя пять зондов типа БК-5. Для совместимости с широко используемым в российской практике ГИС в компоновку добавлен также классический зонд БК-3.

Выбор геометрических размеров электродов проводился на основе анализа псевдогеометрических факторов моделируемых зондов с целью обеспечения глубинности измерения этих зондов, сопоставимой с глубиной зондов конкурентных приборов БК [5]. Выполненные расчеты легли в основу геометрии зондовой установки разрабатываемого прибора. В результате был разработан скважинный прибор ЭК-ВР-76 на каротажном кабеле. Этот прибор позволяет проводить измерения КС пятью разноглубинными зондами бокового каротажа БК-5 и одним зондом бокового каротажа БК-3. Дополнительно измеряется потенциал ПС. Прибор ЭК-ВР-76 может эксплуатироваться как самостоятельно, так и в комплексе с другими геофизическими приборами серии “Каскад” производства ООО “Нефтегазгеофизика”.

На рис. 1 приведена схема скважинного прибора.

Прибор состоит из следующих устройств (блоков):

- устройство зондовое БК (состоит из 3 сборочных единиц);
- соединительное устройство (шарнирное);
- блок удаленного электрода;
- головка переходная ЭК-ВР, используемая при работе без блока удаленного электрода.

Устройство зондовое БК (в дальнейшем – УЗ БК) представляет собой набор изолированных электродов, корпуса которых выполнены из стали, изоляционные промежутки между электродами зондов покрыты слоем резины. По обе стороны от УЗ БК находятся электрические изоляторы с расположенными на них контрольными измерительными электродами $N_{к1}$ и $N_{к2}$. Сигналы, полученные с электродов $N_{к1}$ и $N_{к2}$, после математической обработки данных ГИС используются для компенсации асимметрии работы УЗ БК, которая возникает при работе прибора в пластах с большой разницей УЭС.

Зонд БК-3 питается относительно обратного токового электрода В, расположенного на дневной поверхности.

На блоке удаленного электрода располагаются электроды $N_{уд}$ и электрод измерения ПС.

Фокусировка зондов достигается эквипотенциальностью поверхности корпуса прибора и реализована по схеме зондов БК-5 и БК-3. Зонды прибора симметричны, разноглубинность измерений достига-

ется за счет поочередного включения диполей от БК-5/1 до БК-5/5. При замыкании всех групп электродов организуется зонд БК-3.

Основные технические характеристики прибора приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные технические характеристики прибора ЭК-ВР-76

Максимальный диаметр, мм	76
Общая длина, мм, не более	15 300
Общая масса, кг, не более	290
Напряжение питающего тока частотой $50 \pm 0,5$ Гц	220 ± 22 В
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Диаметр исследуемых скважин, мм	110–350
Удельное сопротивление промывочной жидкости, Ом·м	0,02–20
Диапазон рабочих температур, °С	–10, +120
Рабочее давление (max), МПа	80
Время непрерывной работы, ч, не более	10
Время работы при максимальной температуре, ч, не более	4
Скорость каротажа, м/ч, не более	1500
Комбинируемость	Транзитный
Положение в скважине	С отклонителями
Максимальная частота записи, Гц	2

Предусмотрены несколько режимов работы прибора. В зависимости от условий проведения измерений может быть выбран один из следующих режимов:

- при сложных геологических условиях изучаемой скважины запись может производиться с использованием блока удаленного электрода длиной 4 м, на котором установлены удаленный электрод ($N_{уд}$) и электрод потенциала самопроизвольной поляризации (ПС);
- в более простых геолого-технических условиях может использоваться более короткая конфигурация прибора без использования блока удаленного электрода.

Ниже приведены схема переключения питания электродов зондовой установки (рис. 2) и порядок выполнения подключения зондов прибора к генератору G (табл. 2).

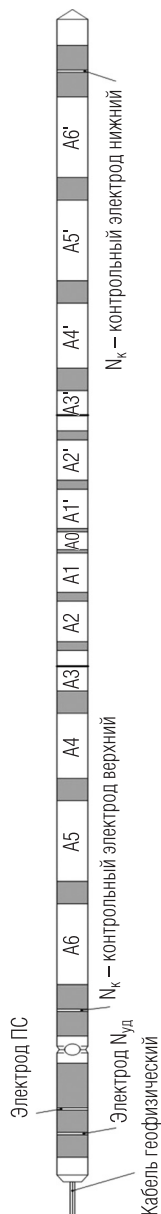


Рис. 1. Схема зондового устройства скважинного прибора ЭК-ВР-Т-76-120/80

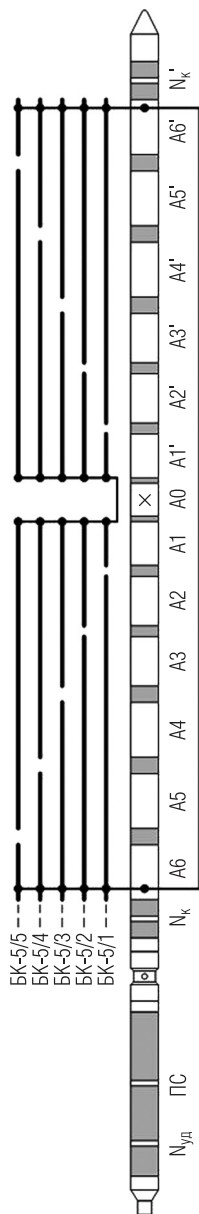


Рис. 2. Схема зондовой установки прибора ЭК-ВР-76. Схема переключения зондов

Таблица 2

Порядок подключения токовых электродов зондов прибора к генератору G. Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений КС

Зонд	Алгоритм питания зондов	Диапазон измерений, Ом·м	Основная погрешность измерений
БК-5/1	$A_1-G-A_2, A_3, A_4, A_5, A_6$ $A_1'-G-A_2', A_3', A_4', A_5', A_6'$	0,2–5000	±5%
БК-5/2	$A_1, A_2-G-A_3, A_4, A_5, A_6$ $A_1', A_2'-G-A_3', A_4', A_5', A_6'$		
БК-5/3	$A_1, A_2, A_3-G-A_4, A_5, A_6$ $A_1', A_2', A_3'-G-A_4', A_5', A_6'$		
БК-5/4	$A_1, A_2, A_3, A_4-G-A_5, A_6$ $A_1', A_2', A_3', A_4'-G-A_5', A_6'$		
БК-5/5	$A_1, A_2, A_3, A_4, A_5-G-A_6$ $A_1', A_2', A_3', A_4', A_5'-G-A_6'$		
БК-3	$A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6-G-B$ $A_1', A_2', A_3', A_4', A_5', A_6'-G-B$	0,2–20 000	±5%

Вертикальное разрешение зондов составляет 0,165 м. Радиусы исследования зондов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Радиусы исследования и вертикальное разрешение зондов

Зонд	Радиус исследования R, м	
	При повышающем проникновении ($\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}} = 100, \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} = 10$)	При понижающем проникновении ($\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}} = 10, \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} = 100$)
LQ-1 (БК-5/1)	0,29	0,22
LQ-2 (БК-5/2)	0,38	0,32
LQ-3 (БК-5/3)	0,45	0,40
LQ-4 (БК-5/4)	0,53	0,50
LQ-5 (БК-5/5)	0,62	0,62
LQ-6 (БК-3)	0,89	0,85

Примечание: $\rho_{\text{п}}, \rho_{\text{зп}}, \rho_{\text{с}}$ – УЭС неизменной части пласта, зоны проникновения и промывочной жидкости соответственно.

Реализованная зондовая установка прибора ЭК-ВР позволяет проводить исследования при УЭС бурового раствора от 0,02 до 20 Ом·м.

Для улучшения качества получаемого материала при работе в скважинах необходимо использовать отклонители известного диаметра из состава поставки аппаратуры.

В 2015 г. совместно с ОАО “Когалымнефтегеофизика” проведены опытно-методические работы в сложных геолого-технических условиях ($\rho_c = 0,05\text{--}0,06$ Ом·м) месторождений Западной и Восточной Сибири, которые подтвердили соответствие аппаратуры заявленным характеристикам.

Исследовалась работа прибора как поодиночке, так и в различных связках. Определялось влияние отклонителей и центраторов на показания коротких зондов.

На рис. 3 приведена запись прибором ЭК-ВР на одном из месторождений Западной Сибири, на рис. 4 – Восточной Сибири.

Для сравнения в тех же интервалах глубин в обеих скважинах были проведены записи аппаратурой ЭК-73ПЛ.

В апреле – мае 2016 г. были выполнены работы прибором ЭК-ВР на месторождениях Восточной Европы совместно с ГУП “Белоруснефть”. Каротажные работы производились в сложных геолого-технических условиях ($\rho_c = 0,02\text{--}0,03$ Ом·м, отношение $\rho_n/\rho_c > 100\,000$). При проведении каротажей оценивалось влияние расположения отклонителей различных диаметров на показания зондов и проверялось программное обеспечение, позволяющее оценить поправки, вносимые в показания зондов при обработке данных каротажа, рассчитанные с учетом положения прибора в скважине при использовании отклонителей различных диаметров.

На рис. 5 приведена запись прибором ЭК-ВР на месторождении Восточной Европы.

Как видно, на представленных записях кривые зондов ЭК-ВР показывают хорошую сходимость и повторяемость в основной и повторной записи и коррелируют с кривыми БК, записанными прибором ЭК-73ПЛ и другими приборами ЭК.

После обработки материала и введения поправок за скважину по данным ЭК-ВР хорошо выделяются зоны проникновения (выделено синим цветом), появляется возможность рассчитать значения УЭС пласта и относительный диаметр зоны проникновения.

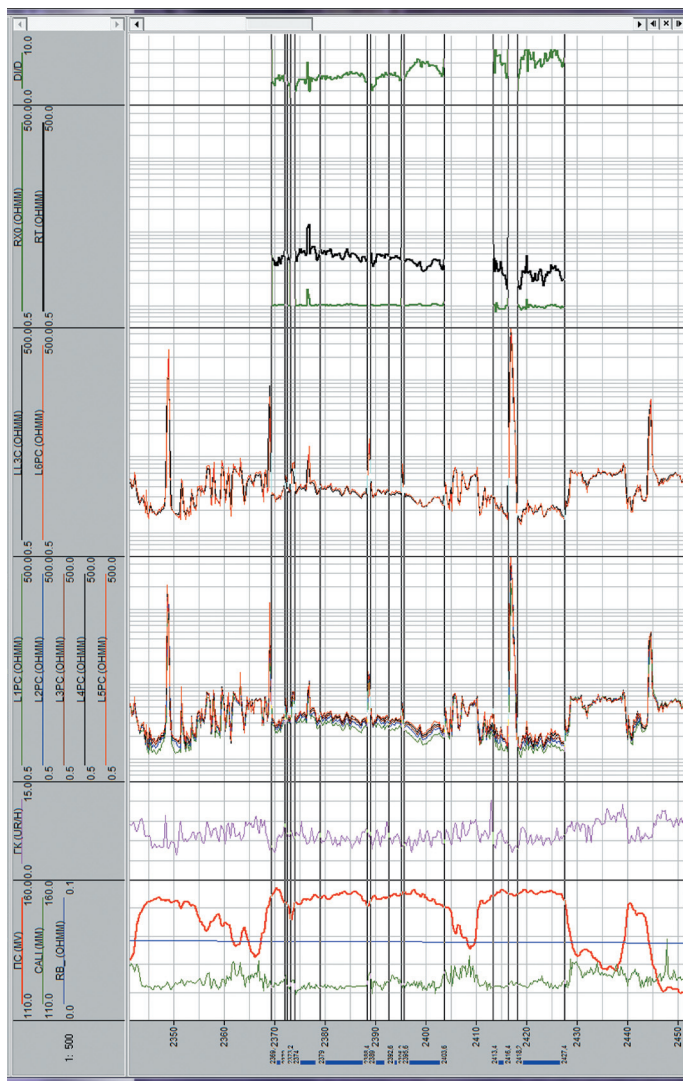


Рис. 3. Результаты обработки данных БК, зарегистрированных приборами ЭК-ВР (запись с переводником) и ЭК-73ПЛ в Западной Сибири (скв. 1, $d_{\text{н}} = 123 \text{ мм}$; $\rho_{\text{с}} = 0,06 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Обозначения: ПС – кривая ПС, зарегистрированная прибором ЭК-73ПЛ; L1PC, L2PC, L3PC, L4PC, L5PC, L6PC – значения КС зондов БК-5 прибора ЭК-ВР, исправленные за влияние скважины; L6PC, LL3C – значения КС зондов БК-3 приборов ЭК-ВР и ЭК-73ПЛ, исправленные за влияние скважины; RT, RX0, D/D – значения УЭС пласта и зоны проникновения и относительный диаметр зоны проникновения, рассчитанные по данным зондов БК прибора ЭК-ВР

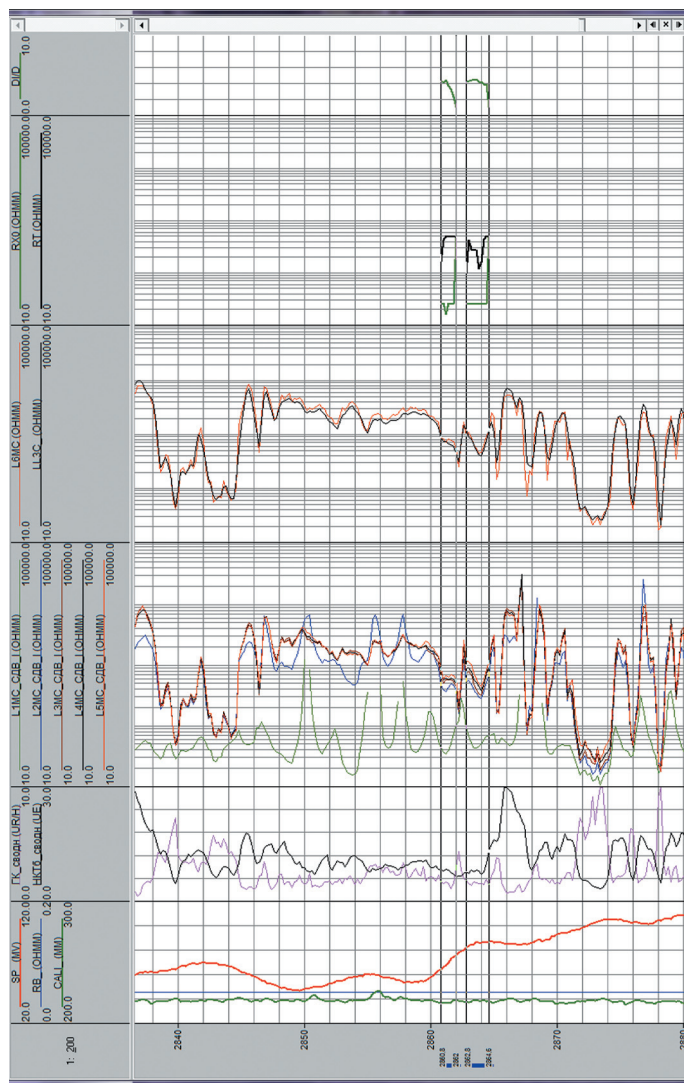


Рис. 4. Результаты обработки данных БК, зарегистрированных приборами ЭК-ВР (запись с косой) и ЭК-73ПЛ в Восточной Сибири (скв. 2, $d_4 = 216$ мм; $\rho_c = 0,05$ Ом·м). Обозначения: SP – кривая ПС, зарегистрированная прибором ЭК-ВР; L1MC, L2MC, L3MC, L4MC, L5MC – значения КС зондов БК-5 прибора ЭК-ВР; исправленные за влияние скважины; L6MC, LL3C – значения КС зондов БК-3 приборов ЭК-ВР и ЭК-73ПЛ, исправленные за влияние скважины; RT, RXO, D/D – значения УЭС пласта и зоны проникновения, а также относительный диаметр зоны проникновения, рассчитанные по данным зондов БК прибора ЭК-ВР

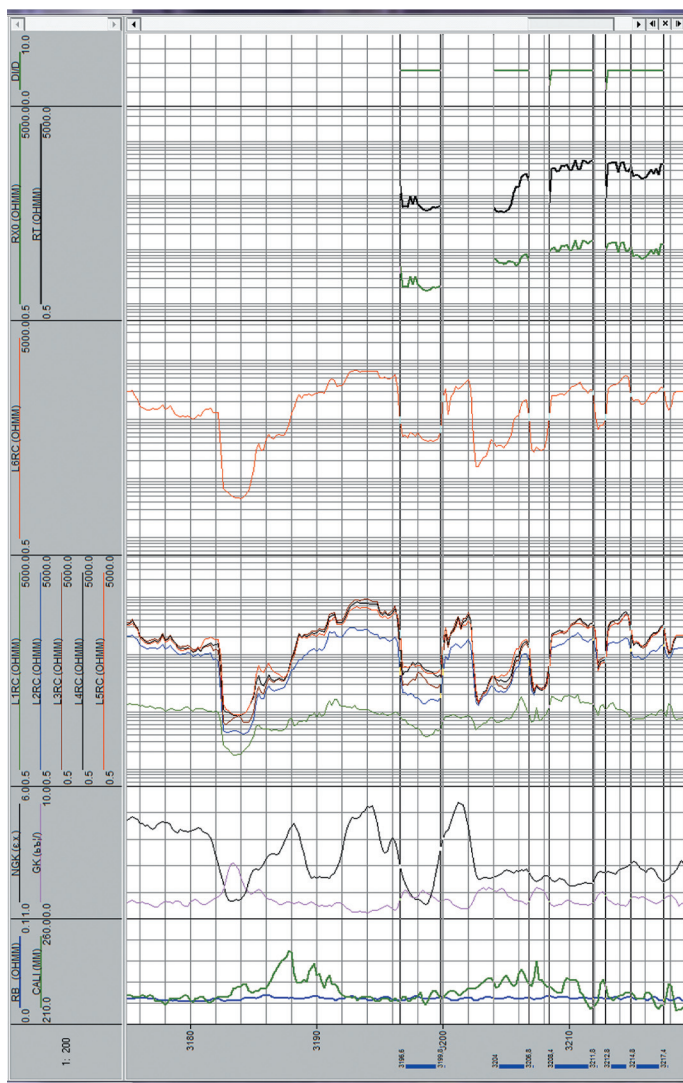


Рис. 5. Результаты обработки данных БК, зарегистрированных прибором ЭК-ВР (запись с электрическим разделителем) в Восточной Европе (скв. 3, $d_H = 216$ Ом·м; $\rho_c = 0,025$ Ом·м). Запись с отклонителями диа- метром 141 мм. Обозначения: L1RC, L2RC, L3RC, L4RC, L5RC – значения КС зондов БК-5 прибора ЭК-ВР; исправленные за влияние скважины; L6RC – значение КС зонда БК-3 прибора ЭК-ВР, исправленное за влияние скважины; RT, RX0, D/D – значения УЭС пласта и зоны проникновения и относительный диаметр зоны проникновения, рассчитанные по данным зондов БК прибора ЭК-ВР

Результаты проведенных опытно-промысловых работ подтвердили соответствие прибора ЭК-ВР заявленным характеристикам.

Авторы выражают благодарность сотрудникам отдела электрического и электромагнитного каротажа Б. В. Рудяку, Ю. Л. Шеину, О. М. Снежко и Л. И. Павловой за проведение работ по теоретическому обоснованию, математическому моделированию работы прибора и методике его применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Открытая презентация компании Schlumberger “Laterolog Tools&Measurements: Environmental Effects and Tool Data Processing” // Isabelle Dubourg, SRPC, December 2003.
2. Салахов Т. Р., Юлмухаметов К. Р., Клименко В. А. Прибор электрического многоэлектродного бокового каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 11 (257). С. 71–80.
3. Хаматдинов Р. Т., Козьмь В. Ф. и др. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
4. Barbara Ina Anderson. Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response // DUP Science, October 2001.
5. HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool. Schlumberger.
6. Real-Time Openhole Evaluation (Обработка результатов исследования в открытом стволе в режиме реального времени). Группа авторов США, Франции, Италии и др. 1999.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832.54

*В. А. Велижанин, В. А. Беляков, А. А. Волнухина,
Д. Р. Лобода, С. Ф. Слепнев, Г. К. Точиленко
ООО "Нефтегазгеофизика"*

АППАРАТУРА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА АИНК-76П

Даны основные технические характеристики аппаратуры импульсного нейтронного каротажа, выявлены зависимости от скорости каротажа, представлены результаты скважинных испытаний.

Ключевые слова: импульсная нейтронная аппаратура, пористость, сечение захвата, скважинные исследования.

Аппаратура АИНК-76П с зондовой установкой 2ИННК-НТ+ИННК-Т предназначена для проведения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа с целью определения пористости и сечения поглощения тепловых нейтронов в разрезах нефтяных и газовых скважин. Аппаратура АИНК-76П характеризуется параметрами, приведенными ниже:

Длина, мм	3250
Максимальный диаметр, мм	76
Скорость каротажа, м/ч	400–800
Число регистрируемых каналов	3
Число измеряемых параметров	2
Канал 2ИННК-НТ измерения пористости:	
– тип детектора	СНК-30/120-4,6/л, СНК-30/260-4,6/л
– диапазон измерения пористости, %	0–40
– основная относительная погрешность измерений, %	$4,2 + 2,3 (40/k_{\text{п}} - 1)$
Канал ИННК-Т измерения сечения захвата:	
– тип детектора	СНК-30/120-4,6/л
– диапазон измерения сечения, с. и.	4–30
– основная относительная погрешность измерений, %	$\pm 2,5$
Диапазон рабочих температур, °С	–10–120
Верхнее значение рабочего гидростатического давления, МПа	80

Скорость счета в воде гелиевых счетчиков нейтронов при мощности источника 5×10^7 н/с составляет:

- по зонду ИННК-НТ-МЗ – не менее 150 000 имп/мин;
- по зонду ИННК-Т – не менее 250 000 имп/мин;
- по зонду ИННК-НТ-БЗ – не менее 15 000 имп/мин.

На рис. 1 приведена основная зависимость зонда 2ИННК-НТ аппаратуры АИНК-76П для открытого ствола. Значение A определяется выражением

$$A(k_p) = (N_{\text{МЗ}}(k_p)/N_{\text{БЗ}}(k_p))/(N_{\text{МЗ}}(k_p = 100)/N_{\text{БЗ}}(k_p = 100)),$$

где $N_{\text{МЗ}}(k_p)$, $N_{\text{БЗ}}(k_p)$ – показания малого (МЗ) и большого (БЗ) зондов в имп/мин в пласте с пористостью k_p ; $N_{\text{МЗ}}(k_p = 100)$, $N_{\text{БЗ}}(k_p = 100)$ – показания малого и большого зондов в воде. Основная зависимость 2ИННК-НТ описывает связь между пористостью известняка, представленного чистым кальцитом с плотностью $2,71 \text{ г/см}^3$, и показаниями A аппаратуры в условиях, принятых за стандартные, а именно:

- поры породы заполнены пресной водой с плотностью $1,00 \text{ г/см}^3$;
- скважина диаметром 196 мм заполнена пресной водой;

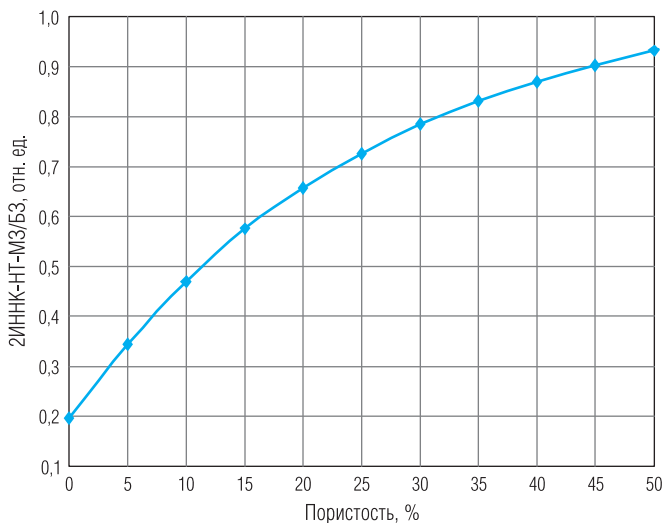


Рис. 1. Основная зависимость зонда 2ИННК-НТ аппаратуры АИНК-76П для открытого ствола

- глинистая корка отсутствует, прибор лежит на стенке скважины;
- температура окружающей среды 20 °С, давление 0,1 МПа.

Пониженная дифференциация параметра A от пористости породы при $k_{\text{п}}$ более 35% является следствием этапа неупругого замедления нейтронов с начальной энергией 14,1 МэВ, сечение которого (неупругого рассеяния) в отложениях осадочного комплекса в значительной степени определяется их плотностью.

Учет влияния скважинных условий измерений на показания A зонда 2ИННК-НТ аппаратуры АИНК-76П выполняется путем многомерной аппроксимации, что обеспечено наличием интерпретационных зависимостей за влияние диаметра скважины в диапазоне 120–350 мм, плотности и минерализации промывочной жидкости (ПЖ) в диапазоне 1,0–1,8 г/см³ и 0–250 г/л NaCl соответственно, промежуточной среды между прибором и стенкой скважины. Кроме того, зонд 2ИННК-НТ обеспечен поправками за влияние минерального состава породы.

Для работы в обсаженном стволе с целью оценки пористости породы аппаратура АИНК-76П также обеспечена соответствующими интерпретационными зависимостями и поправками.

Основная зависимость зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П, описывающая связь между пористостью известняка (кальцита) и значением сечения поглощения $\Sigma_{\text{пл}}$ в скважине диаметром 196 мм, приведена на рис. 2. Значение $\Sigma_{\text{пл}}$ определяется в рамках двухкомпонентной модели, описываемой выражением

$$N(t) = A_{\text{скв}} \times \exp(-t/\tau_{\text{скв}}) + A_{\text{пл}} \times \exp(-t/\tau_{\text{пл}}),$$

где $\tau_{\text{скв}} = 4550/\Sigma_{\text{скв}}$ – время жизни нейтронов в скважине (ближней зоне); $\tau_{\text{пл}} = 4550/\Sigma_{\text{пл}}$ – время жизни нейтронов в пласте; $A_{\text{скв}}$, $A_{\text{пл}}$ – амплитуды этих зон при разложении временного спектра соответственно. На рис. 2 также приведена теоретическая зависимость сечения поглощения от пористости кальцита. Пример разложения временного спектра в рамках двухкомпонентной модели приведен на рис. 3.

Переход от $\Sigma_{\text{пл}}$ к истинному значению сечения поглощения породы Σ_a выполняется в рамках модели [4, 5]

$$\Sigma_a = \Sigma_{\text{пл}} + \Delta\Sigma_{\text{dif}}$$

по зависимостям, полученным для скважин диаметром от 120 до 350 мм при минерализации ПЖ до 300 г/л NaCl. Здесь $\Delta\Sigma_{\text{dif}}$ – диффузионная поправка.

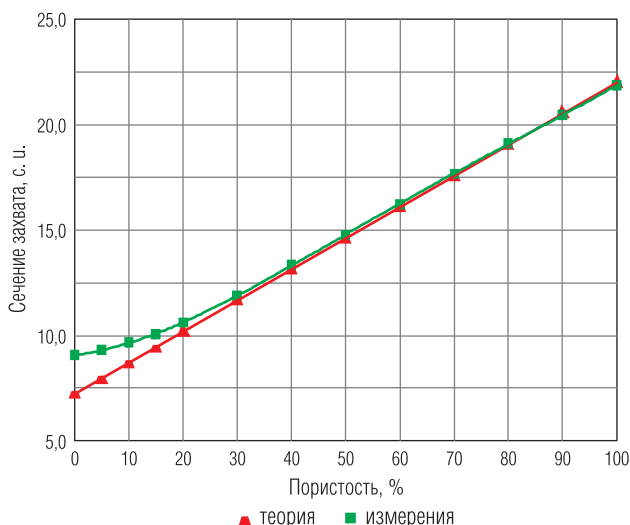


Рис. 2. Основная зависимость зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П для открытого ствола

Скважинные испытания аппаратуры АИНК-76П проводились на месторождениях Белоруссии. На рис. 4 приведены результаты основного и повторного замеров, выполненных в скважине диаметром 295 мм при минерализации промывочной жидкости в диапазоне 250–300 г/л NaCl. Несмотря на весьма непростые условия измерений (большой диаметр скважины и высокая минерализация ПЖ), ошибка определения сечения поглощения по повторному замеру (приведенная к одному метру) в регламентированном диапазоне измерений от 4 до 30 с. и. не превысила 1,5% отн. Погрешность определения k_n по повторному замеру также заметно меньше тех значений, которые предъявляются технической инструкцией к оценке пористости стационарными нейтронными методами [3]. На рис. 5 приведены результаты замеров, выполненных в скважине диаметром 216 мм при минерализации промывочной жидкости в диапазоне 250–300 г/л NaCl. Основной замер выполнен на скорости 300 м/ч, повторный замер – на скорости 600 м/ч. Расчетные кривые сечения поглощения и пористости породы для разных скоростей записи хорошо повторяют друг друга.

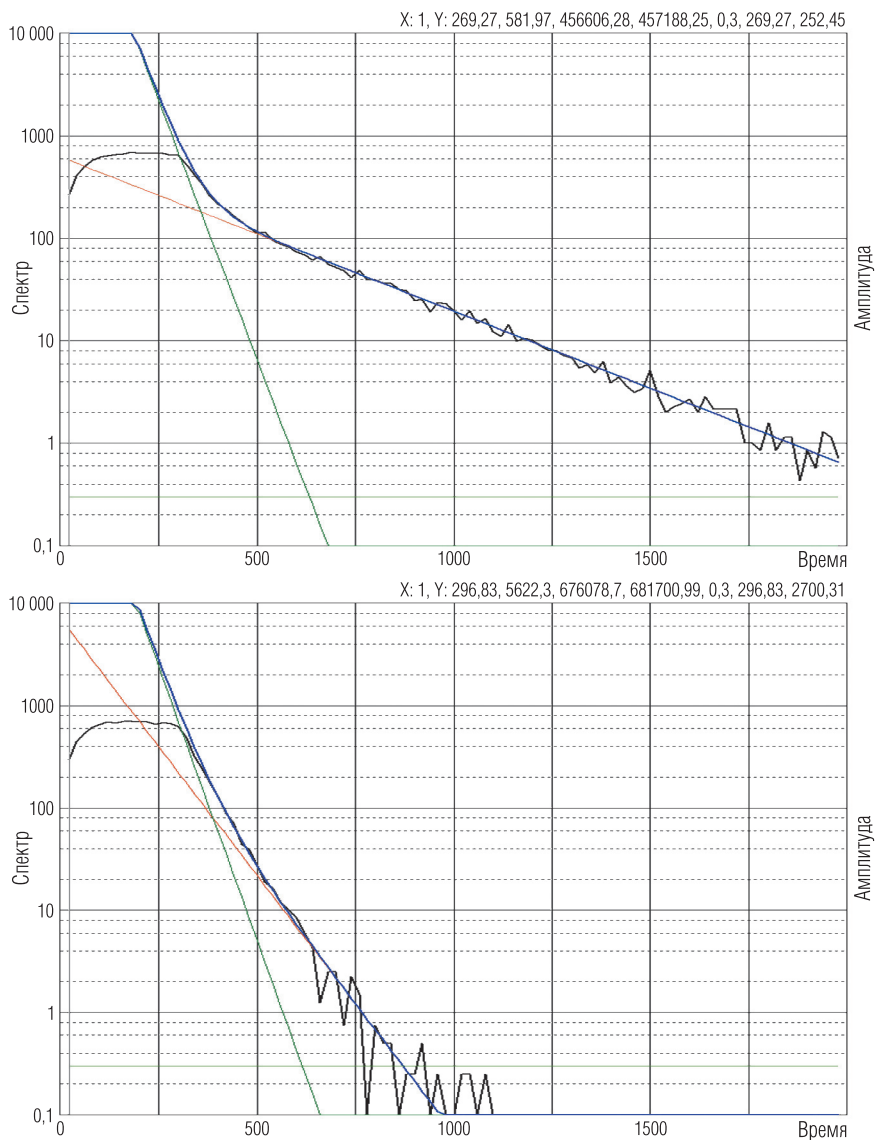


Рис. 3. Пример разложения временного спектра аппаратуры АИНК-76П в рамках модели «скважина–пласт» в слабо- и сильнопоглощающих пластах

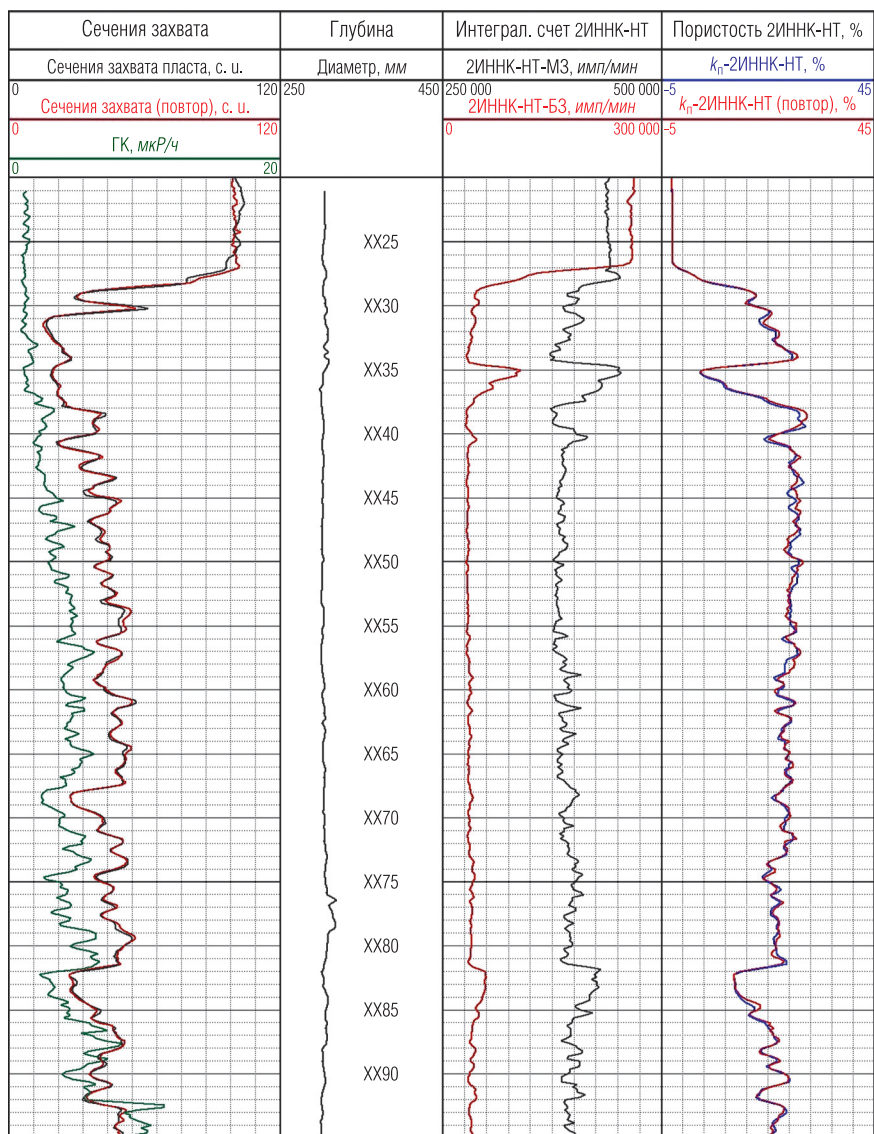


Рис. 4. Пример записи аппаратурой АИНК-76П (диаметр скважины 295 мм, минерализация ПЖ 250–300 г/л NaCl, скорость каротажа 300 м/ч)

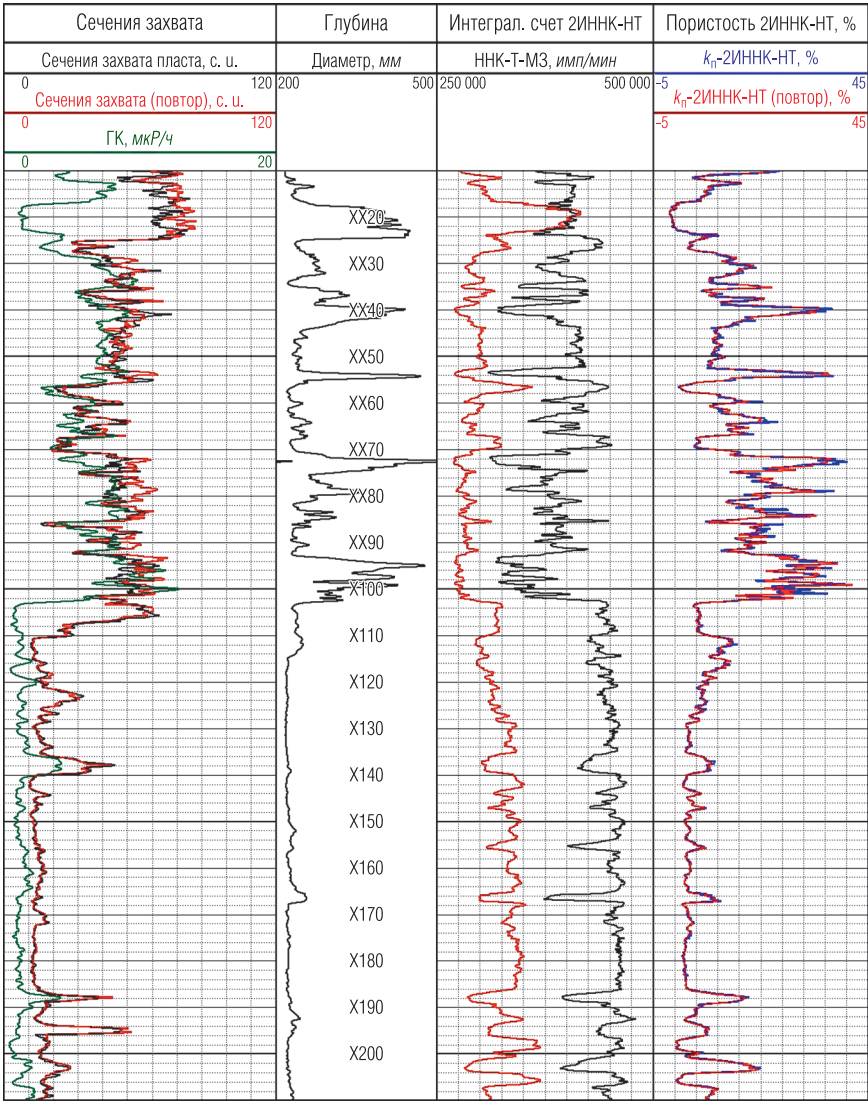


Рис. 5. Пример записи аппаратурой АИНК-76П (диаметр скважины 216 мм, минерализация ПЖ 250–300 г/л NaCl, скорость каротажа основного замера 300 м/ч, скорость каротажа повторного замера 600 м/ч)

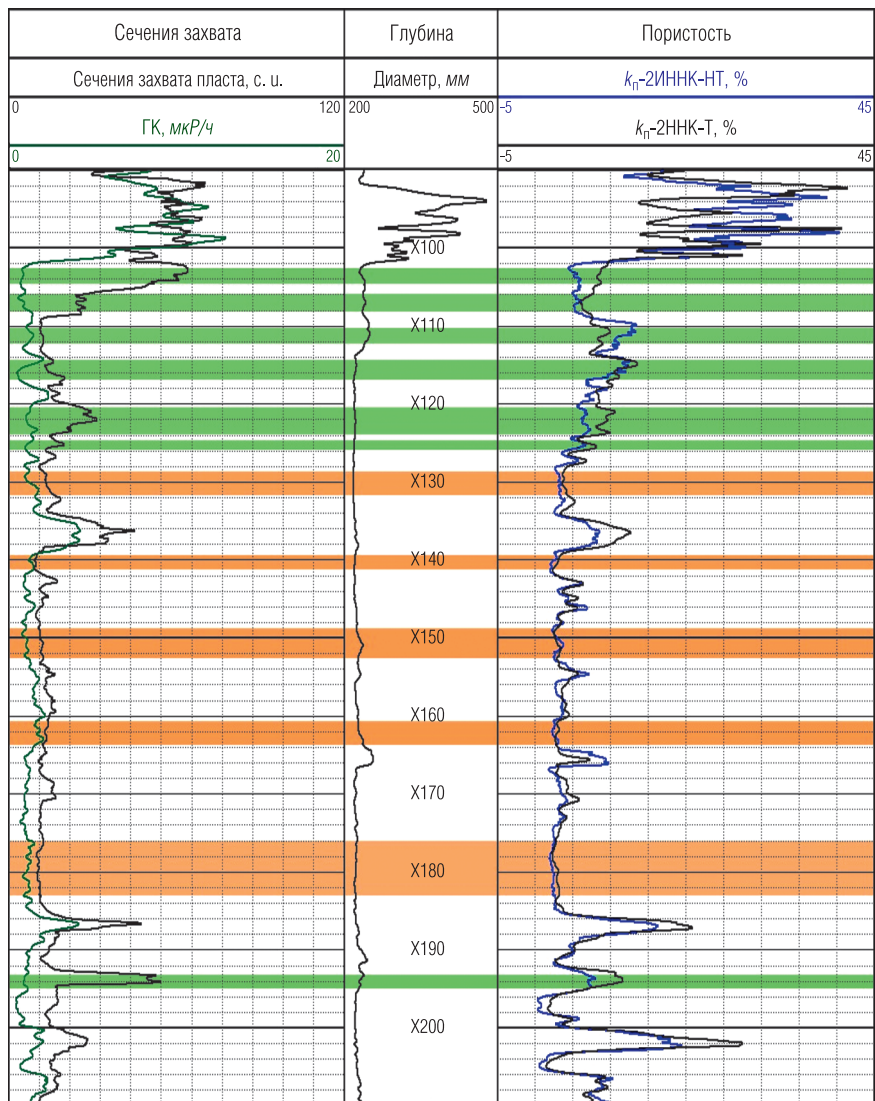


Рис. 6. Пример сопоставления кривых пористостей по нейтронному каротажу, полученных зондами 2ИННК-НТ (АИНК-76П) и 2ННК-Т (СРК-76). Светло-коричневым цветом выделены пласты известняка, зеленым – пласты доломита

Погрешность определения сечения поглощения (приведенная к одному метру) в диапазоне измерений от 4 до 30 с. и. не превысила 2% отн., а погрешность определения k_n (приведенная также к одному метру записи) на участках неразмытого ствола скважины не превысила 0,5% абс.

На рис. 6 приведено сопоставление кривых пористостей по нейтронному каротажу, полученных зондами 2ИННК-НТ (АИНК-76П) и 2ННК-Т (СРК-76). Светло-коричневым цветом на диаграмме выделены пласты известняка, зеленым – пласты доломита. Значения пористостей зондов хорошо согласуются в пластах известняка и заметно различаются в пластах доломита. Отличие измеряемых значений пористости в пластах доломита обусловлено двумя факторами. Во-первых, различным влиянием доломитизации породы на показания зондов 2ИННК-НТ (АИНК-76П) и 2ННК-Т (СРК-76) [1, 2]. Во-вторых, существенным влиянием сечения захвата породы на показания зонда 2ННК-Т (СРК-76) [1], которое в пластах доломита очень сильно изменяется (рис. 6). Простой учет этих двух факторов при расчете пористости по данным зондов 2ИННК-НТ (АИНК-76П) и 2ННК-Т (СРК-76), в предположении равенства минерализации промывочной и пластовой жидкости, обеспечивает хорошую их сходимость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению импульсного нейтронного каротажа аппаратурой АИНК-76П и обработке результатов измерений / В. А. Велижанин, В. А. Беляков, А. А. Волнухина, Н. Г. Лобода и др. Тверь, 2015.
2. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-76 и обработке результатов измерений. МИ 41-17-1400-04 / В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, Г. К. Точилenko и др. Тверь, 2004.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001. 271 с.
4. Шимелевич Ю. С., Кантор С. А., Школьников А. С. и др. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра, 1976. 160 с.
5. Ellis D. V., Singer J. M. Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2008.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832.582

*С. С. Сошин, А. В. Малинин, В. К. Громцев, Е. В. Заломайкин,
Ю. Л. Иванов, В. Ю. Барляев, С. Ю. Тарасов
ООО “Нефтегазгеофизика”*

ПРИБОР ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ДЛЯ СКВАЖИН ДИАМЕТРОМ БОЛЕЕ 132 мм

Обсуждается новый тонкий прибор ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для скважин диаметром открытого ствола от 132 до 260 мм.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, аппаратура, скважина, малый диаметр.

До настоящего времени приборы ядерно-магнитных исследований, представленные на рынке геофизических услуг, не позволяли выполнять исследования в скважинах диаметром открытого ствола менее 143 мм. ООО “Нефтегазгеофизика” предлагает новый прибор ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для скважин от 132 до 260 мм. В основе разработки лежит отечественная технология ЯМТК [1, 2], адаптированная к применению в новых условиях. Прибор предназначен для определения структуры порового пространства, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), состава и свойств флюидов на основе измерения и обработки кривой релаксации (T_2) флюидов, заполняющих поровое пространство. Прибор представлен в кабельном и автономном исполнении и предназначен для выполнения геофизических исследований в открытых стволах вертикальных и слабонаклонных (до 30°) скважин при спускоподъемных операциях на кабеле, а также в открытых стволах сильнонаклонных и горизонтальных скважин при выполнении спускоподъемных операций на бурильных трубах.

В качестве промывочной жидкости могут использоваться непроводящие и проводящие (удельное электрическое сопротивление более 0,04 Ом·м) растворы без добавок утяжелителей на основе магнитных минералов (гематит и др.). Основные характеристики прибора представлены в таблице, его внешний вид – на рис. 1.

К настоящему времени прибором ЯМТК-150 (110)-120/100 выполнен ряд успешных коммерческих исследований в скважинах с диаметром открытого ствола 139,6 мм. Ниже представлены некоторые результаты исследований.

Таблица

Характеристики тонкого прибора ЯМТК

Марка прибора	ЯМТК-150 (110)-120/100	ЯМТК-А-150 (110)-120/100
Тип прибора	Кабельный	Автономный
Макс. температура, °С	120	110
Макс. давление, МПа	100	100
Длина прибора, м	7,5	13,0
Масса прибора в собранном виде, кг	275	425
Диаметр исследуемых скважин, мм	132–260	132–260
Продолжительность непрерывной работы, ч	10	48 (деж.) 10 (изм.)
Рабочая частота, кГц	≈ 600	≈ 600
Градиент в зоне исследования, Гс/см	20	20
Минимальное время раздвижки $T_{\text{в}}$, мс	0,8	0,8
Количество зх	до 1000	до 1000
Скорость каротажа, м/ч	100	100
Соппротивление бурового раствора, Ом·м	> 0,04	> 0,07

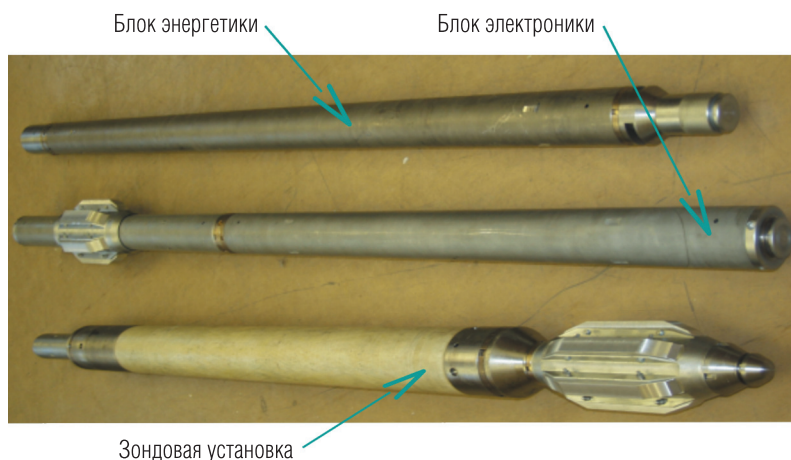


Рис. 1. Внешний вид прибора ЯМТК-150 (110)-120/100 кабельного исполнения

На рис. 2 приведены данные обработки двух независимых измерений ЯМК для геологически сложного объекта – области границы фундамент/осадочный чехол. Комплекс параметров обработки аналогичен приборам большого диаметра.

В основании осадочного чехла залегает базальтовый горизонт с увеличенными показаниями ГК (левое поле на рис. 2). По спектрам ЯМК существенного изменения порометрической и коллекторской характеристики в его пределах по сравнению с вышележащим песчано-глинистым разрезом не происходит. Верхняя часть фундамента в значительной степени заполнена глинисто-алевритовым матриксом, но коллекторский потенциал сохраняется. Результаты обработки, с учетом осложненных условий измерений (в качестве промывочной жидкости использовался высокопроводящий биополимерный КСІ раствор), представляются приемлемыми. Между измерениями наблюдается хорошее соответствие.

На рис. 3 приведен фрагмент результатов обработки измерений ЯМК рассматриваемым прибором в песчано-глинистом разрезе. Наблюдаются двухмодальные спектры ЯМК, характерные для аркозовых песчаников. Для правой (эффективной) моды характерна изменчивость максимальных размеров пор (правая граница спектров) и степени отсортированности (локальные “пятна” синего цвета на спектрах в амплитудном представлении), что отражает слоистую неоднородность толщи по вертикали и вариацию литологии от глинистого алевролита до песчаника. По временам левой моды спектров глинистая фракция в коллекторах имеет повышенное содержание, но по размерам она преимущественно крупнодисперсная (каолинит, возможно, хлорит). Тонкодисперсная глинистая фракция (гидролюда, смектиты), в том числе с набухающими пакетами, имеет подчиненное распространение. Это, отчасти, снижает негативный эффект повышенной глинистости.

Коллекторы сложены преимущественно алевропесчаниками, в различной степени уплотненными и глинистыми. Преобладают пористость 13–16%, неснижаемая водонасыщенность $k_{во} = 0,35–0,55$, проницаемость – единицы $мД$. Более высокими ФЕС обладают песчаные коллекторы с пористостью до 18%. Доминантным коллектором горизонта является песчаник с $k_{пр} = 30 мД$.

В кровле, в зоне затухания циклита, отмечается процесс уплотнения с ухудшением проницаемости до 0,4–1 $мД$. Прослои отнесены к субколлекторам с вероятным отсутствием притока.

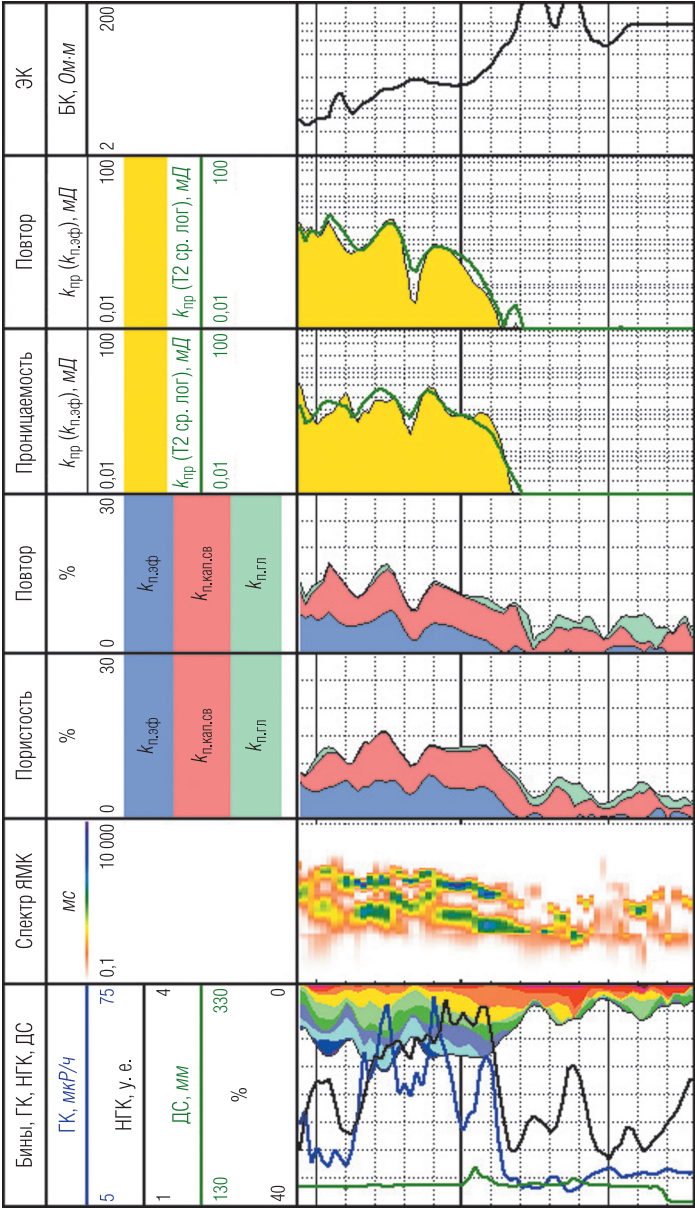


Рис. 2. Повторяемость результатов обработки независимых измерений ЯМК в скважине, заполненной высокопроводящим биополимерным КСИ буровым раствором

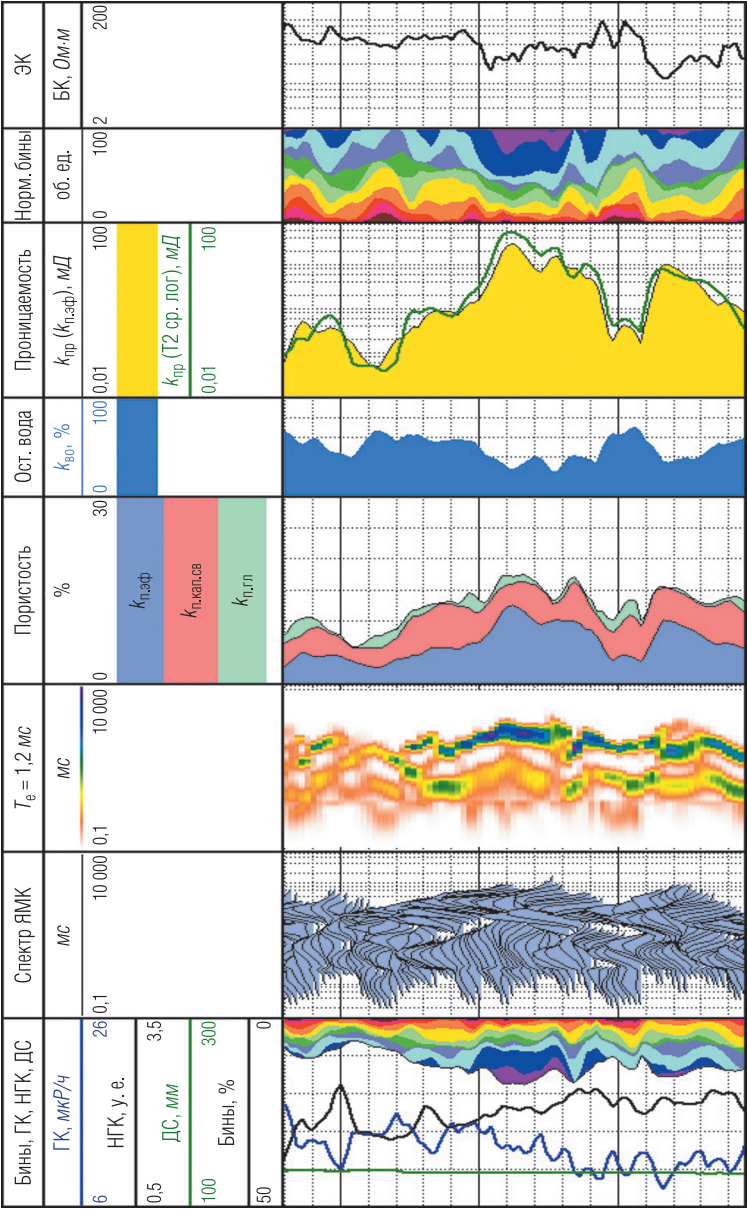


Рис. 3. Пример результатов ЯМК в песчано-глинистом разрезе

В целом, полученные результаты показывают, что новый тонкий прибор ЯМК производства ООО “Нефтегазгеофизика” удовлетворяет требованиям геофизической практики и пригоден к проведению исследований в разнообразных геолого-технологических условиях. Опыт применения прибора указывает на его эффективность и информативность полученных данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент № 2181901 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Е. М. Митюшин, В. Ю. Барляев, Р. Т. Хаматдинов. 2002.
2. Патент № 7075298 США. Method and Apparatus for Well Logging Using NMR with a Long Conductive Rare-Earth Magnet and Excitation Compensation in the Area of the Long Magnet / E. M. Mityushin, R. T. Khamatdinov, V. J. Barlyayev. 2006.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

*А. С. Варыхалов, А. С. Мухин, В. В. Рыбаков, М. Г. Буяльский
ООО “Нефтегазгеофизика”
Р. Р. Куйбышев
ЗАО НПФ “ГИТАС”*

АППАРАТУРНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Представлены результаты разработки комплекса аппаратуры (связки приборов) акустического телевизора (АСТ) и магнитоимпульсной дефектоскопии (МИД-СК-100).

Ключевые слова: скважина, дефектоскопия, магнитоскопия, акустический телевизор.

Разработанный совместно ООО “Нефтегазгеофизика” и ЗАО НПФ “ГИТАС” комплекс аппаратуры представляет собой связку приборов – акустического телевизора (АСТ) и прибора магнитоимпульсной

дефектоскопии (МИД-СК-100). Приборы способны работать как раздельно, так и совместно в составе единого аппаратурного комплекса (далее просто комплекс).

Комплекс создавался с целью получения максимального количества данных для контроля технического состояния обсадной колонны. Фактически приборы, работающие на разных физических принципах, дополняют друг друга и подтверждают или отрицают наличие разного рода дефектов. Комплекс решает следующие задачи:

- определение линейных размеров внутреннего сечения обсадных труб, толщины первой и второй колонны;
- оценку качества сцепления обсадных труб первой колонны с цементным камнем;
- выявление и разделение дефектов на внутренней и наружной поверхности стенки обсадной трубы: отверстия, трещины, утоньшения, деформации.

Магнитоимпульсная дефектоскопия реализована в варианте верхнего (проходного) модуля, модуль акустического телевизора – концевой.

Передача данных осуществляется по цифровому протоколу Манчестер-2 со скоростью 100 *кбод*. Комплекс работает с регистратором “Каскад”, программное обеспечение которого обеспечивает регистрацию данных в формате LIS и обработку полученной информации. Скорость записи с шагом опроса 20 *см* составляет 200–220 *м/ч*. Используется стандартный трехжильный кабель длиной не более 7000 *м*.

Акустический сканер-телевизор обеспечивает получение данных для определения акустических свойств стенки скважины методом отраженных волн на прямом луче (метод эхо-сигнала). Измерения производятся путем обработки данных, содержащихся в волновых картинах отражений, вызванных импульсными посылками электроакустического преобразователя, непрерывно вращающегося вокруг оси прибора.

Преобразователь выполнен из специальной пьезокерамики, обладает низкой добротностью и возбуждает короткий акустический импульс (2–3 периода). Для цементометрии используется преобразователь с резонансной частотой 380 *кГц*, для получения видеоизображения – 1000 *кГц*. Измерение скорости упругих колебаний в промысловой жидкости осуществляется дополнительным преобразователем, установленным на фиксированном расстоянии от отражателя.

Модуль акустического телевизора снабжен тремя сменными головками диаметрами 76, 85 и 145 мм для измерений в колоннах разного диаметра.

Аппаратура МИД-СК позволяет исследовать колонну с указанием дефектов и зон коррозии с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной толщины колонны по окружности в миллиметрах, а также разделять дефекты колонны по секторам. Работа прибора МИД-СК основана на изучении вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого генераторной катушкой, которая помещена внутри системы обсадных и насосно-компрессорных труб. Временное разделение сигналов позволяет производить зондирование многоколонных конструкций. Это осуществляется выбором длительности электромагнитного импульса, паузы, во время которой регистрируют информацию, и конструкции зондовой установки. Характер переходных процессов в колонне определяется толщиной стенок (m), диаметром колонны (d), удельной электрической проводимостью (σ) и магнитной проницаемостью металла (μ). Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии стальных труб в условиях одно- и двухколонных конструкций не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, в том числе демонтажа НКТ, что является экономически выгодным. Регистрация сигнала требует проведения одного спуска-подъема аппаратуры [3].

Испытания комплекса проводились в метрологическом центре ОАО НПП “ВНИИГИС” на различных моделях, имитирующих различные дефекты в обсадных колоннах.

Ввиду большого объема полученных данных ограничимся рассмотрением одной модели в виде трубы длиной 6 м с наружным диаметром 146 мм и внутренним 130,4 мм с дефектами, представляющими собой отверстия разных диаметров и впадины разных диаметров и глубин.

На рис. 1 представлены конструкция модели и результаты ее исследования прибором МИД-СК (слева) и скважинным сканирующим акустическим модулем в режиме “Имиджер” (справа). На диаграмме по данным прибора АСТ в первой колонке представлена развертка стенки скважины, построенная по амплитудам отраженных сигналов, во второй колонке – развертка, построенная по внутренним радиусам. По данным обоих приборов уверенно выделяются отверстия и впадины диаметром от 30 до 50 мм.

По данным акустического сканера сквозные отверстия в модели отмечены сильным уменьшением сигнала вплоть до его пропадания. Впадины характеризуются меньшим ослаблением сигнала и его раздвоением, где ближняя часть сигнала является отражением от внутренней поверхности модели на границе с впадиной, а дальняя часть – отражением от дна впадины (рис. 2). По времени задержки между сигналами можно ориентировочно оценить глубину впадины. Для сигнала на рис. 2 задержка составляет 4,5 мкс, глубина впадины – 3,3 мм, что согласуется с данными о модели.

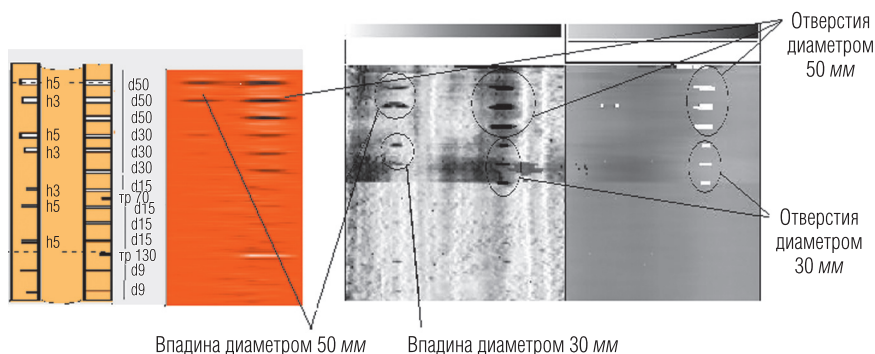


Рис. 1. Результат исследования модели № 34 магнитоимпульсным и акустическим модулями



Рис. 2. Сигнал, отраженный от впадины диаметром 50 мм, канал 27, оценочная глубина впадины 3,5 мм

Таким образом, при работе в комплексе приборы МИД-СК и АСТ взаимно подтверждают результаты измерений при выделении дефектов.

Для оценки возможностей определения качества цементирования проводились испытания комплекса в контрольно-поверочной скважине Бугульминской площади НТУ ООО “ТНГ-Групп”. Глубина скважины 36,8 м, кондуктор спущен на глубину 17 м, центратор установлен на глубине 34 м.

На рис. 3 представлены результаты исследования прибором МИД-СК. С помощью прибора МИД получили глубину спуска кондуктора, положение муфтовых соединений и центраторов эксплуатационной колонны, ее толщину.

Прибор АСТ работал в режиме “Цементомер”, скорость записи комплекса – 60 м/ч, акустический преобразователь – с резонансной частотой 380 кГц.

На рис. 4 представлены результаты обработки данных цементометрии прибора АСТ. Развертка в третьей колонке построена по данным измерений 30 каналов по периметру обсадной колонны. Коричневому цвету соответствует плотный контакт, синему – свободная колонна.

В качестве критерия оценки качества цементирования для формирования заключения используется индекс цементирования (BI – bond index), который имеет четыре градации сцепления цемента с колонной:

- отсутствие контакта – условие, когда среднее значение более 0,8;
- канал в цементе – условие, когда от 3 до 10 каналов подряд имеют значения показателей цементирования более 0,8;
- кавернозный цемент – условие, когда среднее значение более 0,8 и менее 0,2;
- плотный контакт – условие, когда среднее значение менее 0,2.

Таким образом, с помощью прибора АСТ получены внутренний профиль и толщина колонны и пространственное распределение сцепления цемента с колонной. Также надо отметить, что при плотном контакте цемента с колонной ее толщина вычисляется плохо и что прибор МИД является хорошим дополнением для прибора АСТ при расчете толщины.

Аппаратурно-методический комплекс МИД-СК-АСТ для оценки технического состояния эксплуатационных колонн скважин при работе прибора АСТ в режиме “Цементомер” позволяет за один спуско-подъем определять характер сцепления цемента с колонной, внутреннее сечение колонны и ее толщину и дефекты колонны.

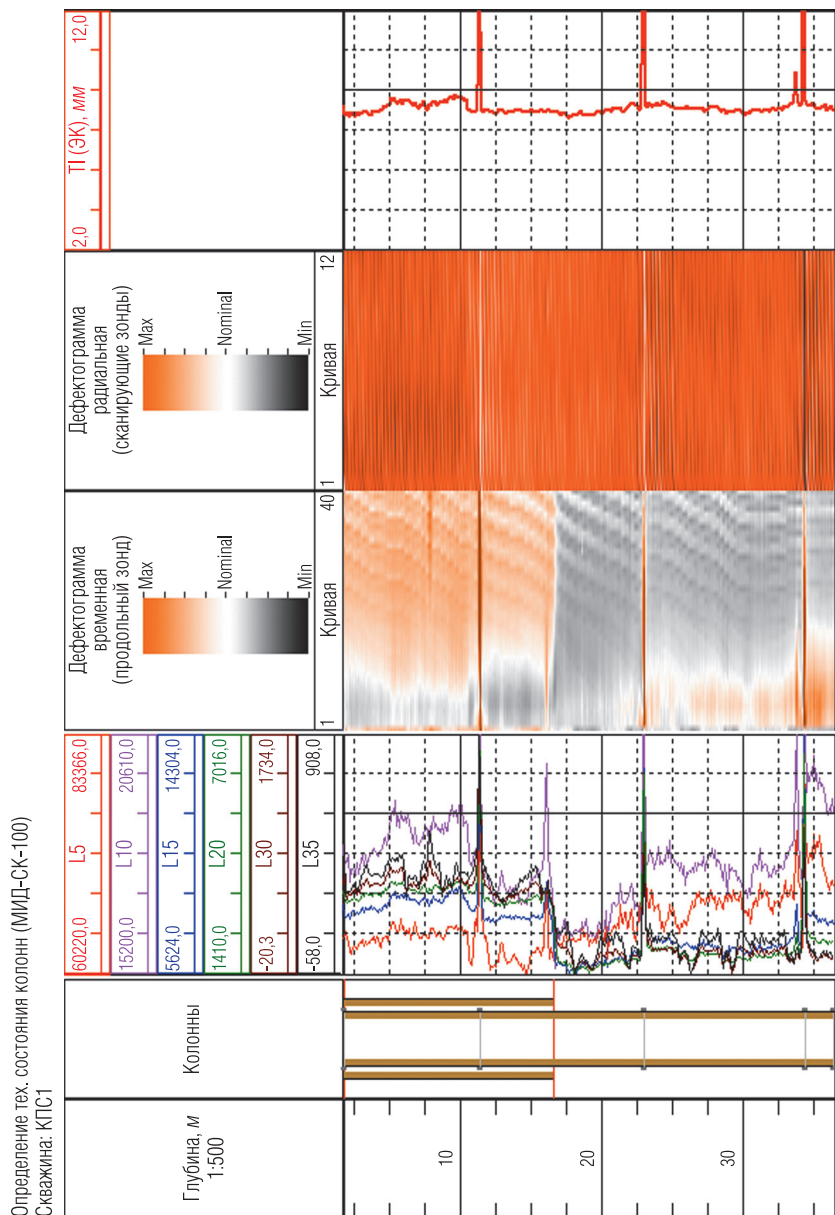


Рис. 3. Результат исследования скважины магнитоимпульсным модулем

Нефтегазгеофизика. Мелкая с дефектами, 03.11.2015

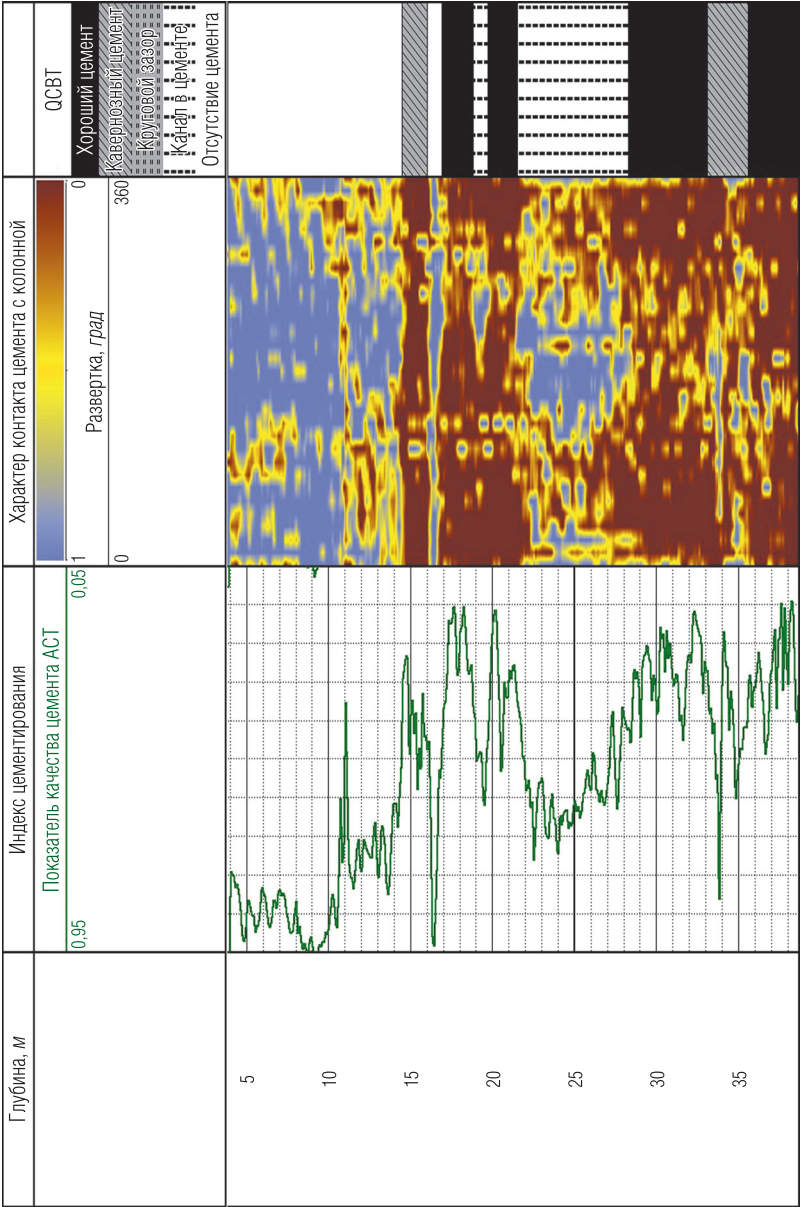


Рис. 4. Результат исследования скважины акустическим модулем в режиме "Цементомер"

При использовании АСТ в режиме “Имиджер” приборы комплекса взаимно уточняют и дополняют друг друга при выявлении дефектов колонны, а также дают возможность определять внутреннее сечение и видеоизображение внутренней поверхности колонны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Даниленко В. Н., Даниленко В. В., Кнеллер Л. Е., Потапов А. П. Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия скважин – эффективное средство информационного обеспечения контроля технического состояния обсадных колонн // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 7 (134). С. 172–185.
2. Зубарев А. П., Акентьев Е. П., Одеров В. В., Венско С. А. и др. Информативность методов диагностики технического состояния эксплуатационных скважин ПХГ // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 74 (134). С. 125–127.
3. Дефектоскоп-толщиномер магнитоимпульсный сканирующий кабельный МИД-СК-100. Руководство по эксплуатации. ЗАО НПФ “ГИТАС”.
4. Терехов О. В. Применение метода отраженных волн при оценке технического состояния скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 8 (161). С. 56–59.
5. Терехов О. В., Стрелков В. И. Физическое моделирование по определению области применения акустического телевизора // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 7 (172). С. 65–70.
6. Broding R. A. Application of the Sonic Volumetric Scan Log to Cement Evaluation // SPWLA 25th Annual Logging Symposium Transactions (1984). Paper JJ.
7. Cathignal D., Sapozhnicov, and Theillere, Y. Comparison of Acoustic Fields Radiated from Piezoceramic and Piezocomposite Focused Radiators // JASA 105 (5). May 1999. P. 2612–2617.
8. Catala G., Stowe I., and Henry D. Method for Evaluation the Quality of Cement Surrounding the Casing of a Borehole. Патент США № 4 703 427. 1987.
9. Havira R. M. Ultrasonic Cement Bond Evaluation // SPWLA 23^d Annual Logging Symposium Transactions, 1982. Paper N.
10. Strozetski B. B., Hilliker D. J., and Oliver D. W. Theoretical and Experimental Development of the Ultrasonic Diplog System // SPWLA 30th Annual Logging Symposium Transactions, 1989. Paper I.
11. Tello L. N., Molder S. D., and Holland R. M. The Fourier Transform Applied to Cased-hole Ultrasonic Scanner Measurements // SPWLA 49th Annual Logging Symposium Transactions, 2008. Paper OO.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

А. С. Варыхалов, В. В. Рыбаков, Н. Е. Пивоварова, А. С. Мухин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ДЕФЕКТОСКОПИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ТОЛЩИНОЙ СТЕНКИ БОЛЕЕ 10 мм АКУСТИЧЕСКИМ СКАНИРОВАНИЕМ

Представлены результаты разработки электроакустического преобразователя (метод акустического сканирования на отраженных волнах) для исследования обсадных колонн толщиной более 10 мм.

Ключевые слова: скважина, толщина колонны, электроакустический преобразователь, реверберация, акустический сканер, интерференция.

Одним из основных методов изучения технического состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин является метод акустического сканирования. Акустический сканер-телевизор обеспечивает данные для определения толщины стенки обсадной трубы и плотности контакта трубы с цементным камнем. Интерпретация производится путем обработки данных, содержащихся в волновых картинах отражений, вызванных импульсными посылками электроакустического преобразователя, непрерывно вращающегося вокруг оси прибора. Чаще всего сканирование осуществляется методом отраженных волн на прямом луче (метод эхо-сигнала).

При облучении стальной трубы акустическим импульсом с ведущей частотой $F \approx V/2h$, (где h – толщина стенки трубы, V – скорость продольных колебаний в стали), возникает реверберация акустических колебаний. В результате сигнал отражений содержит пакет первого отражения на границе “труба – промывочная жидкость” и колебания реверберации в самой трубе. Ведущая частота последних зависит от толщины стенки трубы, а амплитуда и длительность – от плотности контакта трубы и цементного кольца. При плотном контакте реверберация минимальна, колебания имеют малую амплитуду и высокий декремент затухания.

Разработанный в 2004 г. и находящийся в эксплуатации в настоящее время сканер АСТ-1 имеет существенный недостаток, обусловленный узким диапазоном измерения толщины стенки в 6–10 мм и, следовательно, определения качества цементирования колонн, в то время

как эксплуатационные колонны на предприятиях Газпрома имеют толщину стенки до 15 мм.

Измеряемый сканером диапазон толщин обусловлен спектром излучения электроакустического преобразователя. Поскольку примененная в преобразователе отечественная пьезокерамика не позволяет получить акустический импульс с шириной спектра в диапазоне 200–600 кГц, необходимый для возбуждения колебаний реверберации в трубах с толщиной стенки от 5 до 15 мм, то для перекрытия всего диапазона толщин необходимо использовать минимум два преобразователя с разными ведущими частотами излучения. В частности, для толщин 10–15 мм необходим преобразователь с основной частотой около 300 кГц.

При переходе на низкую частоту возникли следующие проблемы:

- возрастала механическая добротность преобразователя и, соответственно, сужался спектр излучения;
- повышался уровень собственных шумов преобразователя из-за слабого затухания колебаний в демпфере, экранирующем обратное излучение.

В ООО “Нефтегазгеофизика” выполнен большой объем опытных работ по разработке электроакустических преобразователей, перекрывающих весь возможный интервал толщин (5 ... 15 мм). В результате удалось изготовить преобразователи, значительно расширившие возможности серийного акустического сканера АСТ.

Для практической реализации метода необходимы скважинный прибор, регистратор данных и программное обеспечение обработки данных. Серийный прибор АСТ непригоден для осуществления универсального сканирования колонн с любой толщиной стенки, так как у него отсутствует возможность быстрой замены сканирующей головки. Исходя из поставленной задачи разработан новый скважинный прибор, способный обеспечить весь комплекс акустического сканирования и телевидения независимо от скважинных условий. Главной отличительной особенностью этого сканера является привод с сухим присоединением сканирующих головок различного назначения (рис. 1).

Данный пример комплектации акустического сканера показывает возможности этого прибора. В зависимости от конкретных технических условий и задач исследований могут изготавливаться головки различных размеров и снабжаться различными преобразователями,

что позволяет минимизировать количество перестановок головок и, соответственно, упростить технологию каротажа.

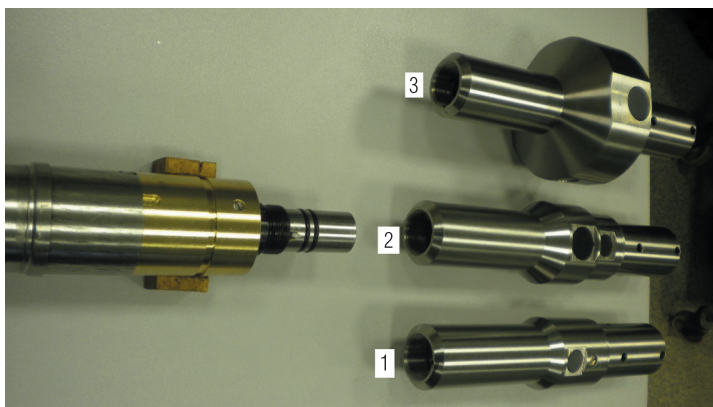


Рис. 1. Зонд прибора АСТ со сменными сканирующими головками:

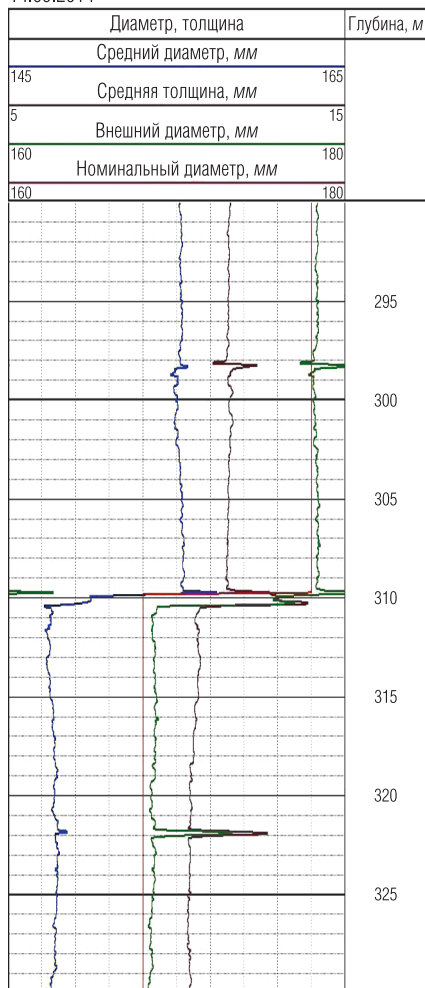
1 – головка для сканирования колонн диаметром 146–168 мм с толщиной стенки до 10 мм и получения телевизионного изображения стенки (преобразователи 400 и 1000 кГц); 2 – головка для сканирования колонн диаметром 146–178 мм с толщиной стенки 5–15 мм (преобразователи 280 и 400 кГц); 3 – головка для сканирования обсадных колонн диаметром 245 мм

Для получения конкретных результатов были проведены опытно-методические работы на двух скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения с диаметром колонн 168 и 178 мм. Проведенные исследования показали следующее:

1. С использованием модернизированного сканера возможно проведение оценки технического состояния скважин, обсаженных толстостенными трубами (толщина стенки до 15 мм). На рис. 2 показаны примеры измерения толщины колонны. На рис. 3 представлен сводный планшет обработки данных прибора USIT фирмы Schlumberger и обработка данных прибора АСТ производства ООО «Нефтегазгеофизика». На планшете USIT левая развертка показывает акустический импеданс среды за колонной, правая – распределение цемента по акустическому импедансу. На планшете АСТ представлено пространственное и усредненное распределение сцепления цемента с колонной (колонка 2) и его усредненное по всем каналам значение.

а

14.09.2014

**б**

14.09.2014

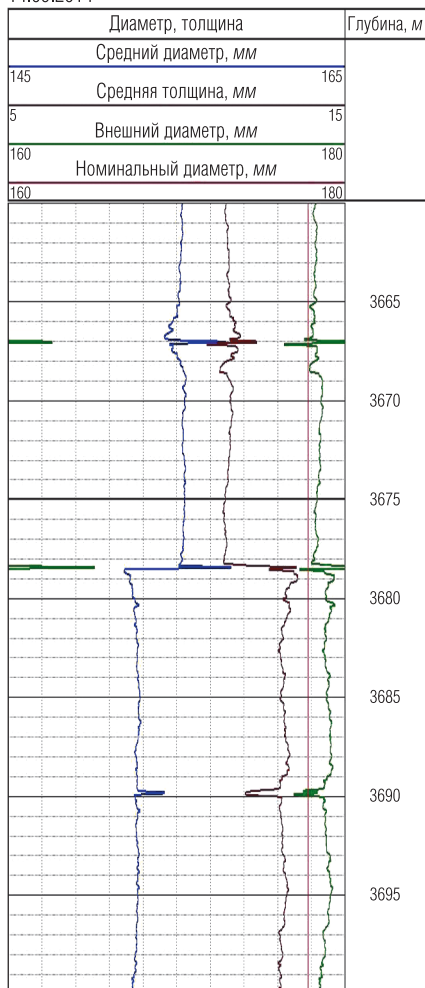


Рис. 2. На планшете слева (а) представлен переход обсадной колонны с номинального диаметра 168 мм на 178 мм; справа (б) показано изменение толщины колонны с 11,5 мм на 12,5 мм (при изменениях внутреннего диаметра и толщины отклонение рассчитанного внешнего диаметра от номинала не превышает 1 мм, что не противоречит стандарту на обсадные трубы)

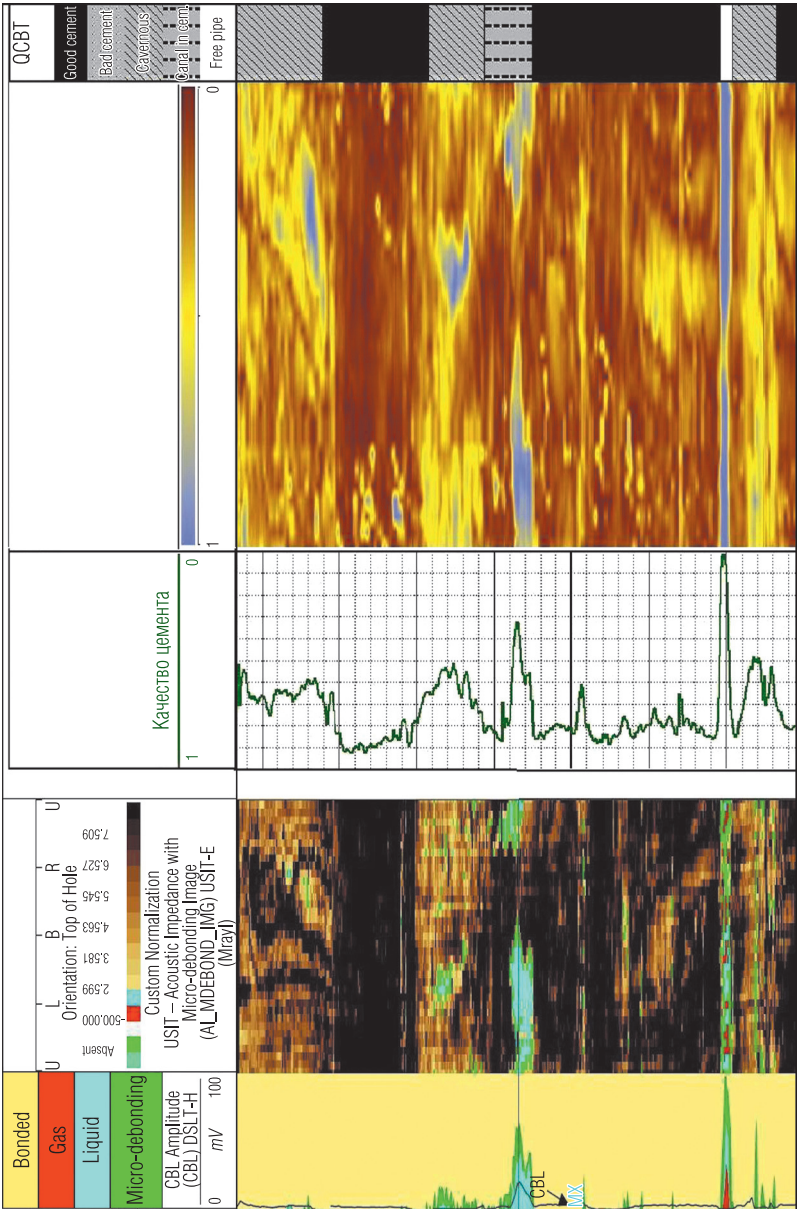


Рис. 3. Сводный планшет обработки данных прибора USIT фирмы Schlumberger и обработка данных прибора АСТ производства ООО “Нефтегазгеофизика”

На обеих планшетах свободной колонне соответствует голубой цвет, плотному контакту – коричневый. Интервалы дефектов цементирования, полученные по данным приборов, соответствуют друг другу, а различное пространственное расположение объясняется вращением приборов во время проведения каротажа.

Проведенные скважинные испытания сканера доказывают возможности его применения в скважинах глубиной свыше 4000 м. Особо следует отметить способность определения дефектов колонны на внутренней или наружной стенке, поскольку имеется возможность точного измерения внутренних радиусов и толщины.

2. Результаты скважинных исследований не противоречат априорным данным. В частности, определенные значения внешних диаметров обсадных колонн не выходят за пределы отклонений от номинальных значений, предписанных ГОСТ.
3. Методика исследований, скважинный прибор, регистратор и программные средства обработки данных достаточно просты в использовании. Полевые работы и обработка данных были успешно проведены без участия разработчиков технологии. Авторы провели проверку и анализ результатов с точки зрения реализации метода и поиска путей его совершенствования. Основываясь на результатах проведенных опытно-методических работ, можно заключить, что отечественная технология акустического сканирования пригодна для использования в производственных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Новохатский М. И. Опыт применения высокочастотного акустического дефектомера в условиях подземных хранилищ газа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 9 (162). С. 117–121.
2. Терехов О. В. Применение метода отраженных волн при оценке технического состояния скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 8 (161). С. 56–59.
3. Терехов О. В., Стрелков В. И. Физическое моделирование по определению области применения акустического телевизора // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 7 (172). С. 65–70.
4. Broding R. A. Application of the Sonic Volumetric Scan Log to Cement Evaluation // SPWLA 25th Annual Logging Symposium Transactions, 1984. Paper JJ.
5. Cathignal D., Sapozhnicov, and Theillere, Y. Comparison of Acoustic Fields Radiated from Piezoceramic and Piezocomposite Focused Radiators // JASA 105 (5). May 1999. P. 2612–2617.

6. *Catala G., Stowe I., and Henry D.* Method for Evaluation the Quality of Cement Surrounding the Casing of a Borehole. Патент США № 4 703 427. 1987.
7. *Strozetski B. B., Hilliker D. J., and Oliver D. W.* Theoretical and Experimental Development of the Ultrasonic Diplog System // SPWLA 30th Annual Logging Symposium Transactions, 1989. Paper I.
8. *Havira R. M.* Ultrasonic Cement Bond Evaluation // SPWLA 23^d Annual Logging Symposium Transactions, 1982. Paper N.
9. *Tello L. N., Molder S. D., and Holland R. M.* The Fourier Transform Applied to Cased-hole Ultrasonic Scanner Measurements // SPWLA 49th Annual Logging Symposium Transactions, 2008. Paper OO.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО "Нефтегазгеофизика" и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

*В. Ф. Козяр, Н. В. Козяр
ООО "Нефтегазгеофизика"*

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАВЕРНОВОЙ ЕМКОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Выполнены оценки минимальной каверновой емкости, размеров каверн и их количеств, базирующиеся на дифракционных явлениях. Показано, что термин "каверновая емкость" различным образом трактуется в геологии и в акустике, хотя они близки друг к другу.

Ключевые слова: акустический каротаж, каверновая емкость.

Современное состояние вопроса

Общепризнано, что при равных значениях емкости кавернозных пород и пород с межзерновым типом пор скорость распространения (v) продольной упругой волны в первых существенно выше (интервальное время $\Delta t = 1/v$ ниже), чем во вторых. Разность скоростей обусловлена дифракцией волны: огибанием волной каверн по более высокоскоростному минеральному скелету породы вместо ее движения сквозь емкость, заполненную низкоскоростной жидкостью.

Поиск зависимостей v или Δt продольной волны от каверновой емкости длился долгие годы. Были использованы возможности физического [1, 3] и математического [7, 8] моделирования на двух- и трехмерных моделях и так называемые “теоретические” представления, базирующиеся на простейших гипотетических предпосылках [2]. Физические модели представляли собой двухмерные листы с разнообразными по форме отверстиями (круглые, треугольные и т. п.), изготовленные из материалов (алюминий, органическое стекло), импеданс которых близок к импедансу горных пород. Математические модели предусматривали расположение в двухмерном пространстве прямоугольных или круглых пустот (каверн) в произвольном порядке. Особняком стоит расположение каверн в [2], где в двухмерном пространстве они размещены в виде цепочек на небольшом расстоянии друг от друга. Авторские зависимости и их графические отображения приведены в таблице и на рис. 1. Для сравнения там же показаны чаще всего применяемые эмпирические уравнения между Δt и k_n для пород с межзерновой пористостью; $\Delta t_{\text{ск}}$ – интервальное время в скелете породы.

Решения, полученные в цитируемых работах, основаны на неадекватных моделях, представляющих собой упорядоченные построения емкостей (каверн) одинакового размера и чуждого для описания дифракции математического аппарата геометрической акустики.

Таблица

Аналитические зависимости, предложенные для определения емкости межзерновых [7, 9, 10] и кавернозных пород [1–3, 7, 8]

№ на рис. 1	Авторы	Зависимость
1	Wyllie M. R. J. et al.	$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}}(1 - k_n) + \Delta t_{\text{ж}}k_n$
2	Raymer L. L. et al.	$v = v_{\text{ск}}(1 - k_n)^2 + v_{\text{ж}}k_n$
3	Юматов А. Ю. и др.	Графическое выражение
4	Юматов А. Ю. и др.	Графическое выражение
5	Гильберштейн П. Г., Гурвич И. И.	$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}}/(1 - \gamma k_{\text{п.к}})$ $\gamma = 0,700-0,775$
6	Mackenzie J.	$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}}/(1 - 0,768k_{\text{п.к}})$
7	Дзедбань И. П.	$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}}(1 + 0,726k_{\text{п.к}})$
8	Юматов А. Ю.	$\Delta t \geq \Delta t_{\text{ск}}(1 + 0,5k_{\text{п.к}})$
9	Ивакин Б. Н.	Графическое выражение

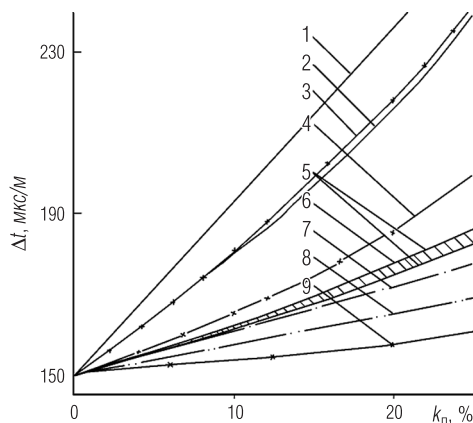


Рис. 1. Аналитические зависимости, предложенные для определения емкости межзерновых (1–3) и кавернозных (4–9) пород: цифры у кривых соответствуют порядковым номерам в таблице

Анализ литературных источников

Несоответствие установленных аналитических зависимостей свойствам кавернозной среды объясняется допущением двух общих для всех исследователей методологических ошибок. Первая — попытки применения простых аналитических зависимостей для среды, каверны в которых расположены стохастически. Легко проверить, что при расположении каверн в виде цепочек вдоль направления распространения волны (рис. 2, а) они не будут влиять на скорость волны. Наоборот, их расположение, нормальное к направлению распространения (рис. 2, б), обуславливает изменения скорости волны такие же, как для межзерновой среды с равной емкостью. Математические модели обеих сред (каверновой и межзерновой) в этом случае одинаковые. Естественно, возможны любые другие варианты, промежуточные двум описанным.

Вторая ошибка заключается в использовании геометрической акустики для описания дифракционных явлений. Четко, в авторском варианте, это изложено в [2]. Никаким образом не учитываются условия (требования) применения лучевого приближения. А они состоят в следующем: размеры источника упругой волны и препятствий (каверн)

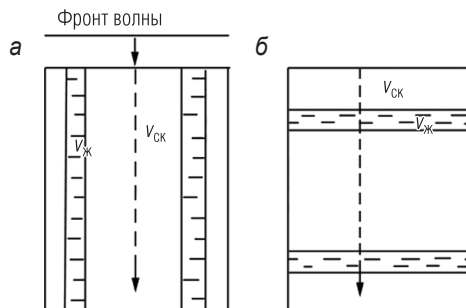


Рис. 2. Схема идеализированного расположения (математическая модель) каверн в виде цепочек соосных (а) и нормальных (б) направлению распространения волны

должны превышать длину волны, а точка наблюдения располагаться на удалении нескольких длин волн от источника и препятствия [6]. Далее в тексте [2] присутствует никем не замеченная оговорка, что применение лучевого приближения не позволяет получить ту же аналитическую формулу для редко расположенных в цепочке каверн, то есть при максимальном проявлении дифракционных явлений. Эта оговорка справедлива и для стохастически распределенных каверн.

Неадекватное применение геометрической акустики имеет своим следствием абсурдное заключение, что “скорость распространения волн в кавернозной среде не зависит от диаметра каверн” [2]. Но именно соотношение поперечного сечения препятствия и длины волны служит определяющим обстоятельством для проявления дифракции [4, 6]. Очевидно, необходим поиск объяснения эффекта кавернозности без привлечения лучевого метода, а также хотя бы приблизительная оценка символической границы между кавернами и межзерновыми порами, оказывающими различное влияние на скорость упругих волн.

Каверны в теории дифракции упругих волн

Если рассматривать минеральный скелет породы как сплошную среду, то любая полость в этой среде, заполненная низкоскоростными жидкостью либо газом, будет представлять собой пору или каверну. В тонко- и среднезернистых и среднепоровых породах каверны представлены редко расположенными крупными полостями.

Существует более десятка геологических классификаций, критериями которых служат геометрические размеры пор и каверн. Они нашли обобщение в методическом руководстве [5]. Каверны считаются мелкими, если их преобладающий размер находится в диапазоне 1–10 мм. В диапазоне размеров 10–100 мм они крупные, а при превышении 100 мм – пещеристые. Никогда не рассматривалась применимость такой классификации для описания дифракции упругой волны на каверне. Также неизвестны соотношения размеров этих полостей и длин упругой волны, определяющие их хотя бы условное отнесение к порам или кавернам.

Известно [6] условие отсутствия акустической тени на расстоянии l от дефекта (поры, каверны), на который падает плоская волна:

$$l \gg d^2/\lambda, \quad (1)$$

где d – поперечный размер (диаметр, в частности) дефекта по фронту волны, λ – длина волны.

Если условно принять, что искомая длина тени равна l , то можно найти поперечный размер полости, идеально соответствующий каверне с точки зрения акустики. То есть на расстоянии, большем l , полностью восстанавливается фронт падающей волны, а каверна никоим образом не будет влиять на скорость распространения фронта волны в массиве породы. Ее максимальный размер должен соответствовать неравенству $d \ll \sqrt{l/\lambda}$. Каверны меньшего размера, отдельно расположенные в массиве породы, тем более не будут сказываться на значении скорости упругой волны. Но если они будут встречаться чаще, что возможно в условиях высокой порово-каверновой емкости породы, то частично или полностью станут равноценными элементами массива межзерновых пор. В этом заключается двойственная (с точки зрения геологии) реакция АК на каверны, размеры которых меньше d .

Зависимость (1) представляет собой параболу, поэтому ее поведение лучше всего отображает полулогарифмический масштаб (рис. 3). Левая часть рисунка (от значений диаметров, меньших 100–150 мм) вполне тривиальна. Препятствия (в том числе каверны), размеры которых много меньше длины волны, не являются источником дифракции. Они рассеивают падающую волну во всех направлениях с явно выраженным преимуществом вперед по направлению движения волны [4, 6].

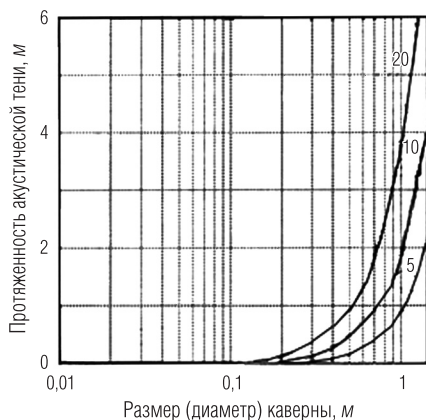


Рис. 3. Зависимость протяженности акустической тени от размеров препятствия для частот излучения 5, 10 и 20 кГц

При увеличении размеров препятствия (диаметра каверн) отчетливо проявляется дифракция волны на препятствии. Начиная где-то после размеров препятствия, больших 0,1 м, она резко увеличивается для частот 5–20 кГц, когда размеры препятствия превышают 0,15 м. Длина акустической тени увеличивается с ростом размеров препятствия от десятых метра до нескольких метров.

Для оценки размеров каверн и их возможного количества в объеме породы в наиболее интересном диапазоне размеров каверн до 150 мм воспользуемся номограммами, полученными А. Ю. Юматовым при математическом моделировании распространения упругой волны в модели пустотного пространства методом конечных элементов (рис. 4). Ориентируясь на заданное в работе отношение λ/d (где λ — длина волны, d — поперечный размер каверн), нетрудно определить, что при минимальном отношении λ/d , равном 8, каверны размером 0,05 м почти не оказывают влияния на измеряемое интервальное время Δt . Для расчета принята преобладающая частота волны в карбонатном разрезе, близкая к 15 кГц (длина волны 0,43 м), скорость волны в пористой породе — 6400 м/с, в жидкости — 1500 м/с, плотность матрицы — 2,71 г/см³. С уменьшением диаметра пустот их размеры уменьшаются от 0,05 до 0,003 м. Казалось бы, что при столь больших размерах пустот (0,05 м) их количество в породе незначительно. Но

это не так. Емкость в 20% составляют 1280 каверн, а при диаметре каверн 0,027 м их количество превышает 10^4 , увеличиваясь далее до 10^6 – 10^7 .

Существенное уменьшение Δt , по сравнению с породами с межзерновой пористостью, наступает при размерах (диаметре) пустот 0,013 м; его абсолютные значения увеличиваются с ростом размеров пустот. При размерах более 0,05 м пустоты практически полностью обходятся волной. Пустоты (поры) размером 0,003 м и менее воспринимаются по данным акустического каротажа как межзерновые.

Важным для АК свойством дифракции волны служит рассеяние ее энергии на препятствии (каверне). Интенсивность волны в направлении распространения уменьшается в разы; уменьшение возрастает с увеличением частоты излучения или, что то же, увеличением размеров препятствия. При очень высокой частоте волновой процесс может отсутствовать далеко за границами самого препятствия. В противовес этому в породах с межзерновой пористостью рассеяние энергии волны происходит преимущественно вперед, поэтому коэффициенты затухания близки к таковым для плотных малопористых пород.

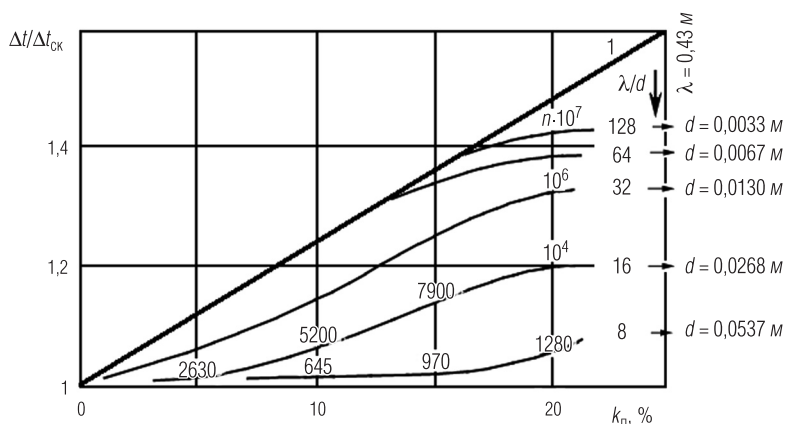


Рис. 4. Зависимость приращений интервального времени $\Delta t/\Delta t_{\text{ск}}$ от коэффициентов k_n емкости и количества пустот. Шифр кривых — отношение λ/d , где λ — длина волны, d — поперечный размер кривых; над кривыми показаны количества пустот для выбранных значений емкости; цифрой 1 обозначен график уравнения среднего времени для пород с межзерновой пористостью

Уменьшение интенсивности (по факту измерений – амплитуд) упругой волны в направлении ее распространения служит индикатором кавернозных пород. Значимость признака многократно усиливается трещиноватостью пород, которая обычно сопровождает кавернозность. Во многих случаях каверны образуются как пустоты выщелачивания вдоль трещин, служащих путями движения пластовых флюидов. Изолированные каверны представляют собой уникальные объекты. Их удалось наблюдать в керне задонско-елецких карбонатных пород Припятской впадины. На свежем изломе керна, пролежавшего в хранилище один-два года, появлялись выпоты нефти, пузырьки газа. Нефтегазопроявления обязаны изолированным кавернам, которые также видны на сколах.

Обсуждение результатов

В геологической литературе под кавернами подразумевают все пустоты, размеры которых превышают 1 мм. По данным АК нижняя граница каверновой емкости несколько выше – 3 мм. Реакция АК на пустоты меньшего размера соответствует межзерновым порам.

Мелкие каверны размером от 3 до 7 мм только частично обходятся волной. Они обуславливают уменьшение интервального времени на 1/5 по сравнению с межзерновой структурой.

Максимальное влияние кавернозности на интервальное время Δt наблюдается для каверн, размеры которых превышают 7 мм. По геологической классификации это крупная кавернозность. Начиная с этих каверн и, наверное, до 500 мм (когда поперечный размер каверн становится равным акустической тени) отношение $\Delta t/\Delta t_{\text{ск}}$ стремится к 1. Оно достигает своего значения 0,9 уже при размерах каверны 50 мм. Поэтому при таком уменьшении Δt следует принимать для рассчитанных значений кавернозности коэффициенты нефтенасыщенности и нефтеотдачи, близкие к 1.

Оценить пещерную кавернозность и палеокарст по данным АК затруднительно или вовсе невозможно. Расположение в скважинном зонде излучателей и приемников акустических сигналов неблагоприятно для регистрации сигналов, отраженных от стенки скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гильберштейн Л. Г., Гурвич И. И. Скорости упругих волн в дырчатых материалах для сейсмического моделирования // Изв. вузов. Сер. "Геол. и разведка". 1962. № 5. С. 116–131.
2. Дзедзевский И. П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. М.: Недра (ВНИИЯГТ), 1981. 160 с.
3. Ивакин Б. Н. Методы управления плотностью и упругостью среды при двухмерном моделировании сейсмических волн // Изв. АН СССР. Сер. геофиз. 1960. № 8. С. 1149–1167.
4. Лепендин А. Ф. Акустика. М.: Высш. школа, 1978. 448 с.
5. Тугарова М. А. Породы-коллекторы: свойства, петрофизические признаки, классификации (учебно-методическое пособие). Санкт-Петербургский университет, 2004. 36 с.
6. Ультразвук. Малая энциклопедия / Гл. ред. И. П. Голямина. М.: Советская энциклопедия, 1979. 400 с.
7. Юматов А. Ю., Черенюк Н. П., Козьяр Н. В. Связь кинематических параметров продольных и поперечных волн с пористостью в осадочных горных породах сложного литологического состава / В сб. "Совершенствование технологии интерпретации и петрофизического обеспечения геофизических исследований нефтегазоразведочных скважин". Тверь: НПО "ГЕРС", ВНИГИК, 1992. С. 84–88.
8. Mackenzie J. The Elastic Constants of Solid Containing Spherical Holes // Proc. Phys. Soc. 1950. Sec. B.V. 63. P. 2–11.
9. Raymer L. L., Hunt E. R., Gardner J. S. An Improved Sonic Transit Time-to-Porosity Transform // Trans. SPWLA 21th Annual Logging Symposium. 1980. Paper P.
10. Willie M. R. J., Gardner G. H., Gregory B. R. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media // J. Geophys. Res. 1956. V. 21. № 1. P. 41–70.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО "Нефтегазгеофизика" и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

Ю. Л. Шеин, О. М. Снежко
ООО "Нефтегазгеофизика"

РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧ МЕТОДА СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ДЛЯ ПАЧКИ ПЛАСТОВ. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Дано решение прямой задачи собственной поляризации (ПС) в модели пачки пластов с зонами проникновения, пересеченной скважиной. На основе решения прямой задачи предложено решение обратной задачи ПС в пачке пластов. Приведены примеры обработки скважинных материалов.

Ключевые слова: каротаж, метод собственной поляризации, пачка пластов, численное решение, прямая и обратная задачи, программа обработки.

Несмотря на то что измерение потенциалов ПС горных пород было одним из первых методов исследования скважин, оно активно используется и развивается в настоящее время: реализованы зонды, регистрирующие не только потенциалы самопроизвольной поляризации, но и их первую и вторую производные [8]; получены новые аналитические решения для сред со скважиной [11], со скважиной и зоной проникновения [6], а также численные решения прямой задачи [6, 13]; развиваются методы обработки данных ПС, базирующиеся на использовании модели одиночного пласта [6, 13].

В данной работе дано решение прямой задачи ПС в модели пачки пластов с зонами проникновения, пересеченной скважиной. Проведено сравнение результатов решения прямой задачи с ранее полученными аналитическими [6, 11] и численными [13] результатами, а также с результатами моделирования на электроинтеграторах [4, 12]. На основе решения прямой задачи предложено решение обратной задачи ПС, заключающееся в поиске статических потенциалов пластов (сумм скачков потенциалов на границах пласта, скважины, зоны проникновения), минимизирующих невязку зарегистрированной и расчетной кривых ПС в пачке пластов. Решение обратной задачи реализовано в программе обработки данных ПС. Приведены примеры обработки скважинных материалов.

Рассмотрим решение прямой задачи ПС для данной модели среды (рис. 1). Пусть скважина диаметром d , заполненная промывочной

жидкостью (ПЖ) с удельной электрической проводимостью γ_c , нормально пересекает пачку из $N + 1$ пластов. Каждый пласт имеет зону проникновения ПЖ диаметром D_i ($i = 1, N + 1$). Пласт с номером i и зона проникновения ПЖ обладают удельной электрической проводимостью γ_{ni} и γ_{zni} соответственно. Будем считать, что потенциалы собственной поляризации горных пород создаются двойными электрическими слоями, расположенными на поверхностях раздела скважина – зона проникновения, зона проникновения – пласт и на поверхностях, разделяющих пласты. Будем оперировать величинами скачков потенциала, создаваемых двойными слоями на поверхностях раздела сред. Измеряется разность потенциалов между проводящим кольцом с координатой z , находящимся на стержне диаметра d_m , и бесконечно удаленной точкой.

Потенциал U электрического поля, создаваемого зарядами, описывается уравнением

$$\operatorname{div}(\gamma \nabla U) = -q, \quad (1)$$

где q – плотность зарядов.

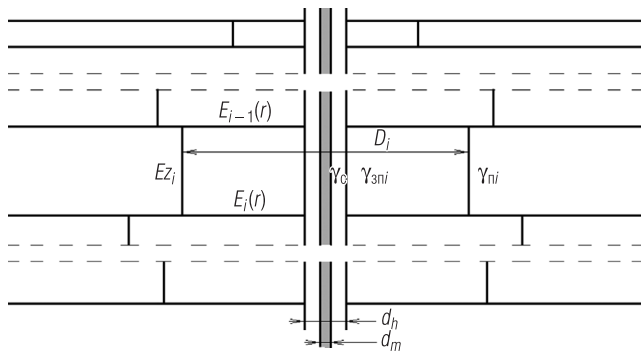


Рис. 1. Модель среды:

E_{si} , E_{zi} – скачки потенциала на границах скважина – зона проникновения и зона проникновения – пласт; $E_i(r)$ – скачок потенциала на границе i и $i + 1$ пласта; γ_c , γ_{ni} , γ_{zni} , D_i – удельная электрическая проводимость скважины, пласта и зоны проникновения; d , D_i – диаметр скважины и зоны проникновения i -го пласта

Введем цилиндрическую систему координат (r, φ, z) с осью Z , совпадающей с осью скважины и началом в точке Z_0 . Границы пла-

тов имеют координаты Z_i ($i = 1, N$). Пусть распределение зарядов на поверхностях раздела не зависит от азимутального угла φ . Тогда уравнение (1) в i -м пласте может быть представлено как

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \gamma(r) \frac{\partial u}{\partial r} + \gamma(r) \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} = -q. \quad (2)$$

На границах пластов должны выполняться условия сшивки решений

$$\begin{cases} U(r)|_{z=z_i+0} = U(r)|_{z=z_i-0} + E_i(r) \\ \gamma_{i+1}(r) \frac{\partial}{\partial z} U(r)|_{z=z_i+0} = \gamma_i(r) \frac{\partial}{\partial z} U(r)|_{z=z_i-0} \end{cases} \quad (3)$$

Уравнение дополняется краевыми условиями на поверхности непроводящего стержня и на бесконечности:

$$\frac{\partial}{\partial r} U|_{r=d_m/2} = 0; U|_{r=\infty} = 0.$$

При численном решении второе условие заменяется условием $U(D/2) = 0$, где D – диаметр моделируемой области.

Прямая задача ПС – задача определения потенциала U при заданных распределениях УЭС и двойных электрических слоев. Задача в такой постановке близка к постановке прямой задачи электрического каротажа [2]. Ее можно было бы решать, рассматривая отдельные участки поверхностей раздела как точечные источники поля и получать общий потенциал суммированием вкладов от этих участков. Однако вследствие большой протяженности границ такой подход привел бы к неприемлемо большим временам численных расчетов. Отличие в локализации источников поля по сравнению с прямой задачей электрического каротажа (в частности, скачки потенциала, создаваемые зарядами на границах раздела пластов, входят в решение через граничные условия (3)) делает целесообразным иной подход к решению задачи.

Представим потенциал в каждом пласте как $U_i(r, z) = U_i^*(r) + \bar{U}_i(r, z)$, где $U_i^*(r)$ – потенциал, создаваемый зарядами на цилиндрических границах (скважина – зона проникновения и зона проникновения – пласт) в i -м пласте в предположении, что пласт имеет неограниченную толщину. Поскольку суммарный потенциал аддитивен по отношению к вкладам зарядов, располагающихся на отдельных

цилиндрических границах, без ограничения общности, будем считать, что источник поля сосредоточен на одной цилиндрической границе в одном пласте. При такой геометрии источника U_i^* не зависит от z . Следовательно, в точках пространства, не принадлежащих цилиндрическим границам, он удовлетворяет уравнению

$$\frac{d}{dr} r \gamma(r) \frac{dU_i^*(r)}{dr} = 0. \quad (4)$$

На рассматриваемой цилиндрической границе потенциал $U_i^*(r)$ должен удовлетворять условию непрерывности нормальной составляющей плотности тока и условию

$$U_i^*(r)|_{r=\bar{r}-0} = U_i^*(r)|_{r=\bar{r}+0} + \Delta_i, \quad (5)$$

где Δ_i – скачок потенциала (Es_i или Ez_i в зависимости от локализации рассматриваемого двойного слоя).

Прямое поле $U_i^*(r)$ в каждом пласте, где имеются двойные электрические слои на цилиндрических границах раздела, находится из уравнения (4) с учетом граничного условия (5).

Вследствие сказанного, граничные условия (3) для $\bar{U}(r, z)$ на границе i и $i+1$ пласта принимают форму

$$\begin{cases} \bar{U}_i(r, z_i) = \bar{U}_{i+1}(r, z_i) + T_i(r) \\ \gamma_i(r) \frac{\partial}{\partial z} \bar{U}_i(r, z_i) = \gamma_{i+1}(r) \frac{\partial}{\partial z} \bar{U}_{i+1}(r, z_i), \end{cases} \quad (6)$$

где $T_i(r) = U_{i+1}^*(r) + E_i(r) - U_i^*(r)$.

В работе [2] показано, что методом разделения переменных Фурье потенциал $\bar{U}_i(r, z)$ в i -м пласте может быть представлен в виде

$$\bar{U}_i(r, z) = \sum_{n=1}^{\infty} a_n^i f_n^i(r) \exp(\lambda_n^i(z - z_i)) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n^i f_n^i(r) \exp(\lambda_n^i(z_{i-1} - z)), \quad (7)$$

где f_n^i и $(\lambda_n^i)^2$ – собственные функции и собственные числа задачи

$$\begin{cases} \frac{d}{dr} \gamma_i(r) \frac{d}{dr} f_n^i(r) + (\lambda_n^i)^2 \gamma_i(r) f_n^i(r) = 0 \\ \frac{d}{dr} f(0) = f(D/2) = 0. \end{cases} \quad (8)$$

По радиальной переменной задача решается методом конечных элементов. При решении осесимметричной прямой задачи каротажа

на постоянном токе a^i и b^i , как правило, определяются при помощи матричной прогонки по слоям. В рассматриваемом случае применение прогонки проблематично из-за наличия в граничных условиях (6) слагаемого $T_i(r)$. Однако существует возможность прямого определения a_n^i и b_n^i как решения блочно-диагональной системы линейных алгебраических уравнений, которая получается подстановкой (7) в (6). Размер этой системы равен $L \cdot L$, где $L = 2 \cdot N \cdot K$; N – количество границ между пластами; K – количество узлов сетки по r (обычно $K \geq 60$). При таком количестве узлов сетки погрешность решения составляет около 0,2% величины статического потенциала. Несмотря на достаточно большой размер системы, ее решение не вызывает затруднений и производится за приемлемое время даже при количестве границ пластов $N = 25\text{--}35$.

Результаты расчетов, полученные описанным методом решения прямой задачи ПС, сравнивались со следующими решениями аналогичных задач:

- 1) с аналитическими решениями для пласта ограниченной толщины со скважиной [9, 11], а также со скважиной и зоной проникновения [6]. Указанные аналитические решения позволяют рассчитать поправочные коэффициенты на мощность пласта ($v = Esp/Esp_{\text{cor}}$) для случаев, когда электрические параметры вмещающих пород совпадают с соответствующими параметрами пласта. На рис. 2 представлен пример сопоставления результатов численных расчетов и наиболее общего из известных на настоящий момент аналитического решения со скважиной и зоной проникновения, полученного О. Б. Кузьмичевым [6]. Погрешность численного решения составляет около 0,2% статического потенциала. Это свидетельствует о достаточно высокой точности численного расчета при наличии электрической неоднородности среды в виде зоны проникновения;
- 2) с результатами моделирования на электроинтеграторе для пластов ограниченной толщины [12], положенными в основу палеточного обеспечения для обработки данных ПС фирмы Шлюмберже [10] и представленными на рис. 3 черным цветом. С целью представления результатов из разных источников в единой форме данные указанной работы оцифровывались. По оценкам авторов погрешность оцифровки не превышает 1% величины статического потенциала. Были выбраны ситуации без зоны проникновения, а также ситуа-

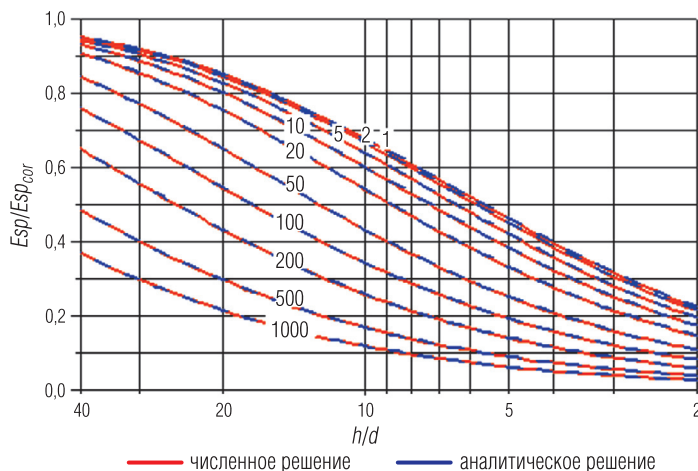


Рис. 2. Поправочные коэффициенты $E_{sp}/E_{sp_{cor}}$ на мощность пласта для пласта со скважиной и зоной проникновения (скачок потенциала расположен на границе зоны проникновения и пласта):

шифр кривых — $Rx0/Rm$; $Rx0$ — УЭС зоны проникновения; Rm — УЭС промывочной жидкости; h — мощность пласта; d — диаметр скважины. Расчеты выполнены при $Rx0/Rt = 0,2$, $D/d = 5$, где Rt — УЭС пласта, D — диаметр зоны проникновения [6]

ции повышающего, нейтрального и понижающего проникновения. Сравнение этих результатов с результатами наших расчетов, представленных красным цветом, показывает, что при отсутствии зоны проникновения или при нейтральном проникновении расхождение численного решения авторов и результатов моделирования [12] не превышает 3% статического потенциала. Это свидетельствует о корректном учете влияния электрической неоднородности от вмещающих пород при наших расчетах. При наличии зоны проникновения расхождение результатов доходит до 5–7%. Так как из результатов сопоставления с аналитическим решением для среды со скважиной и зоной проникновения следует, что при численном расчете зона проникновения учитывается достаточно точно, есть основания полагать, что отмеченное расхождение обусловлено погрешностями моделирования на электроинтеграторе;

- 3) с численными результатами, полученными методом конечных элементов [13]. Оцифрованные результаты этой работы представ-

лены на рис. 3 зеленым цветом. Наблюдается хорошее согласие наших результатов с результатами работы [13] при отношениях Rt/Rm ($Rx0/Rm$) ≥ 20 . При меньших контрастностях, особенно при понижающем проникновении, имеется завышение результатов работы [13] по сравнению с нашими результатами (до $\approx 5\%$) и с результатами работы [12] (до $\approx 7\%$), которые, в свою очередь, в данной области хорошо согласуются с нашими результатами. Известны и более поздние численные расчеты, выполненные интегро-интерполяционным методом (или методом баланса) [6].

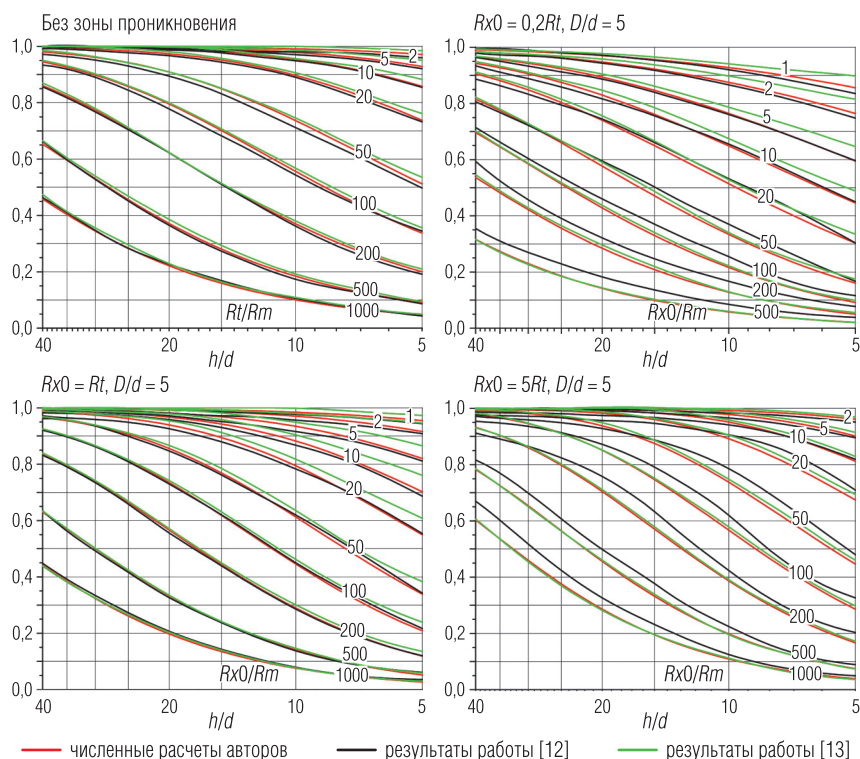


Рис. 3. Поправочные коэффициенты на мощность пласта:

$Rx0$ – УЭС зоны проникновения; Rm – УЭС промывочной жидкости; h – мощность пласта; d – диаметр скважины; Rt – УЭС пласта; D – диаметр зоны проникновения. Расчеты выполнены при $Rs/Rm = 20$, где Rs – УЭС вмещающих пород

Поскольку в указанной работе рассматривался точечный измерительный электрод, а не кольцо на непроводящем стержне, как в настоящей работе и в работах [12, 13], результаты численных расчетов работы [6] в совместный анализ не включались;

- 4) с данными, полученными на электроинтеграторе (электрокаротажной сеточной модели) в Краснодарском филиале ВНИИгеофизики группой авторов под руководством В. П. Журавлева [3, 5]. Рассматривавшиеся в этой работе модель среды и значения скачков потенциалов на границах приведены на рис. 4. Расчетные кривые и результаты моделирования представлены на рис. 5. Результаты хорошо согласуются между собой. Наибольшие расхождения (около 3% от величины статического потенциала в пласте) наблюдаются в нижнем пласте с зоной повышающего проникновения при $D/d = 8$ тестового разреза III. Общий характер поведения кривых ПС: асимметрия относительно середины пласта кривой, полученной на электроинтеграторе (которая, по мнению авторов, не должна быть так явно выражена в пласте, залегающем во вмещающих породах с одинаковыми параметрами), позволяет предположить

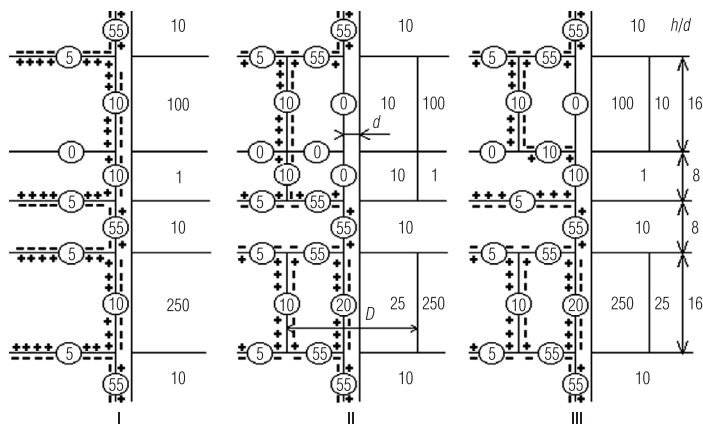


Рис. 4. Схема размещения скачков потенциала и значения электрических параметров среды:

I, II, III – варианты тестовых разрезов (I – без зоны проникновения, II – с зоной понижающего проникновения, III – с зоной повышающего проникновения). Цифры – отношения УЭС соответствующих областей к УЭС промысловой жидкости; цифры в кружках – значения скачков потенциала на поверхностях раздела сред

наличие погрешностей в приведенных в работе [4] данных около 2–3% статического потенциала. Поскольку такие погрешности соответствуют представлениям о точности результатов, получаемых с помощью электроинтегратора, можно сделать вывод, что сопоставляемые результаты хорошо подтверждают друг друга.

Таким образом, рассматриваемый численный метод позволяет получать решение прямой задачи ПС в пачке пластов с достаточной для практических целей точностью.

Небольшие временные затраты на решение прямой задачи дают возможность использовать описанный метод как основу алгоритма

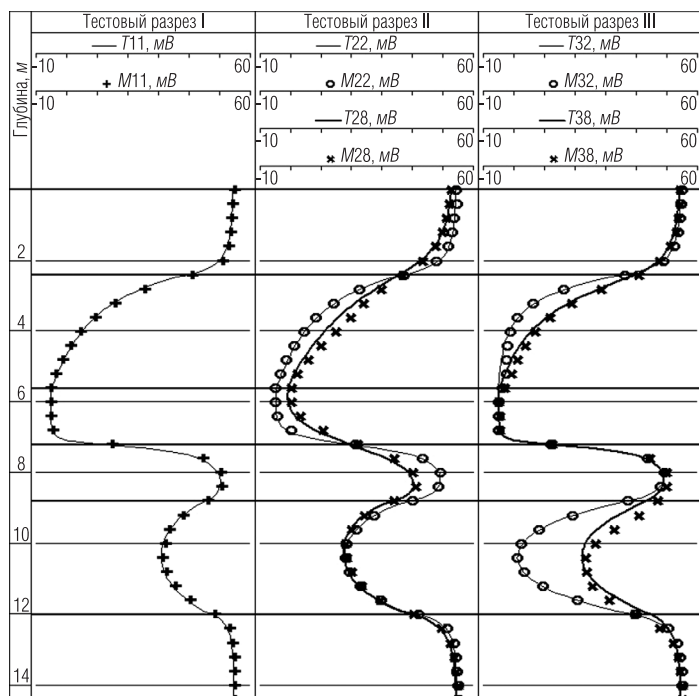


Рис. 5. Сопоставление расчетных кривых ПС с результатами, полученными с помощью электрокаротажного сеточного моделирования:

T – рассчитанные кривые; M – результаты моделирования [4]; первый индекс в именах кривых – номер тестового разреза, второй индекс – отношение D/d ; тонкие горизонтальные линии – отметки глубины, толстые – границы пластов

ввода поправок в результаты скважинных измерений ПС за влияние вмещающих пород. Известно [1], что в электрически однородной среде потенциал, создаваемый двойным слоем зарядов постоянной плотности, размещенным на границе замкнутой области, вне этой области равен нулю. Это справедливо и для электрически неоднородной среды. Отсюда следует, что результаты измерений потенциалов ПС на оси скважины не изменятся, если к исходному распределению двойных слоев добавить двойные слои зарядов постоянной плотности, размещенные на границах замкнутых областей. Поэтому задача восстановления плотности двойных слоев по результатам измерения потенциалов ПС на оси скважины не имеет однозначного решения. Однако задача расчета потенциалов на оси скважины при неограниченном увеличении толщины пластов (статических потенциалов) этой неоднозначности лишена.

Воспользовавшись отмеченным выше свойством, заменим вклад в потенциал от двойных слоев зарядов, расположенных на плоских границах между пластами, эквивалентным вкладом двойных слоев зарядов на цилиндрических границах везде, кроме области между радиусами зон проникновения соприкасающихся пластов. Таким образом, будем считать, что источником потенциалов ПС являются двойные слои $P_{i,k}$ зарядов на цилиндрических границах раздела и двойные слои зарядов Q_i на плоских границах между радиусами зон проникновения соприкасающихся пластов. Исходя из изложенного, модель формирования потенциала ПС представим в виде

$$Sp'(Z) = \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{k=1}^{M(i)} P_{i,k} \cdot X_{i,k}^e(Z) + \sum_{i=1}^N Q_i \cdot \delta(R_{i+1}^{3п} - R_i^{3п}) Y_i^e(Z),$$

где $X_{i,k}^e(Z)$ – расчетная кривая ПС, порожденная скачком потенциала $P_{i,k}$ на k -й цилиндрической границе i -го пласта; $Y_i^e(Z)$ – расчетная кривая ПС, порожденная скачком потенциала Q_i на границе i и $i+1$ пластов внутри радиального интервала между радиусами зон проникновения в этих пластах; N – количество пластов в пачке, $M(i)$ – количество цилиндрических границ в i -м пласте; $R_i^{3п}$ – радиус зоны проникновения в i -м пласте; $\delta(x) = \begin{cases} 0, & x = 0 \\ 1, & x \neq 0 \end{cases}$.

Задача расчета статических потенциалов ПС может быть сформулирована как задача поиска минимума невязки F расчетной $Sp'(Z)$

и измеренной $Sp^a(Z)$ кривых ПС по величинам скачков потенциала $P_{i,k}$ и Q_i на соответствующих цилиндрических границах и участках плоских границ:

$$F = \sum_{j=1}^M (Sp^a(Z_j) - Sp^t(Z_j))^2.$$

В минимизируемую функцию методом штрафных функций включается информация о линии глини и линии песчаников.

В рамках рассматриваемой интерпретационной модели в пластах с зоной проникновения основной вклад в формирование кривой ПС вносят заряды на границах скважина – зона проникновения и зона проникновения – пласт. Эти заряды порождают аномалии, различающиеся формой: заряды от дальней поверхности дают более пологую аномалию. Несмотря на то что при обработке используется вся кривая ПС, а не просто отсчеты с нее, в маломощных пластах с зоной проникновения из-за малого количества шагов квантования (менее 5–7) появляется неустойчивость решения, связанная с необходимостью одновременного определения величин двух этих скачков. Для устранения указанной неустойчивости накладываются дополнительные условия на комбинацию скачков потенциала.

Предполагается, что электрические параметры выделенных пластов (Rt , $Rx0$, D/d) и параметры скважины (УЭС ПЖ и диаметр скважины) известны. Входной информацией для решения задачи является кривая измеренных значений $Sp^a(Z)$. Результатом решения задачи является расчетная кривая $Sp^t(Z)$ и набор статических потенциалов $S_i = \sum_{k=1}^{M(i)} P_{i,k}$

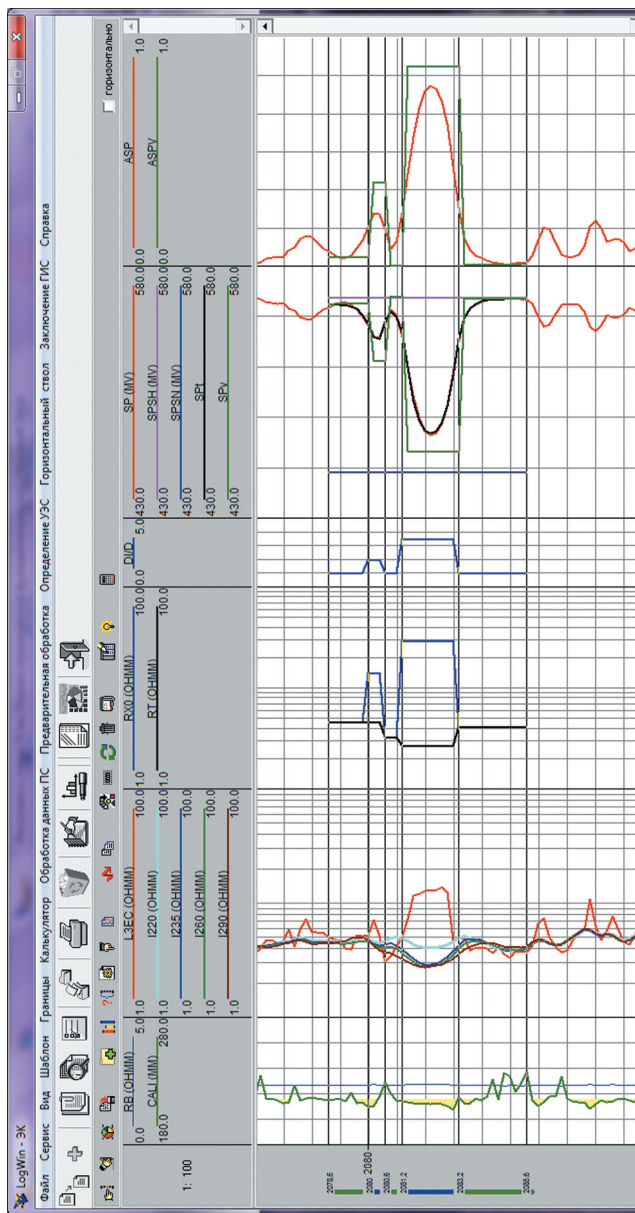
в пластах, где i – номер пласта. Скачки потенциалов Q_i в формировании статических потенциалов не участвуют, так как протяженность границ, на которых они формируются, конечна, поэтому их вклад в измеренный потенциал при переходе к большой мощности пластов стремится к нулю.

Полученный набор статических потенциалов пластов визуализируется в виде ступенчатой кривой (кривой ПС, приведенной к условиям пластов большой мощности в составе рассматриваемой пачки пластов).

Изложенная методика обработки кривой ПС реализована в программе LogWin-ЭК, разработанной в ООО “Нефтегазгеофизика” [7]. Последовательность обработки данных ПС в этой программе выглядит следующим образом.

1. В обрабатываемом интервале отбиваются границы пластов. В интервале обработки может находиться несколько пластов-коллекторов, чередующихся в произвольном порядке с непроницаемыми пластами. В кровле и подошве интервала обработки желательно иметь непроницаемые пласты (например, глины) мощностью более 2–5 м.
2. По данным комплекса БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ определяются электрические параметры пластов (УЭС пласта и УЭС зоны проникновения, а также относительная глубина зоны проникновения при ее наличии).
3. В выделенном интервале разреза проводится обработка данных ПС. Основным результатом обработки является набор статических потенциалов пластов, визуализируемый в виде ступенчатой кривой, являющейся кривой ПС, скорректированной за влияние вмещающих пород (Sp^v). Дополнительным результатом обработки является расчетная кривая ПС (Sp^f).
4. Оцениваются результаты обработки. Недостаточно хорошее соответствие кривых Sp и Sp^f свидетельствует о неточно отбитых границах пластов либо о значительных ошибках в определении электрических параметров пластов. В качестве дополнительных входных данных могут использоваться линии глин и песчаников. Если расчетная кривая Sp^v выходит за линию глин или линию песчаников, что встречается в пачке с большим количеством тонких пластов, проводится повторная обработка с учетом линий глин и песчаников.

Ниже представлен пример обработки данных в терригенном разрезе с пресной ПЖ, в котором выполнен каротаж зондами БКЗ, БК, ИК и запись кривой ПС. Пласты-коллекторы в данном разрезе представлены песчаниками, а неколлекторы – глинами и плотными песчаниками. Значения параметров УЭС пластов и зоны проникновения, а также относительная глубина проникновения пластов-коллекторов находятся в пределах 2,7–9 Ом·м, 13–35 Ом·м и 2–4 м соответственно, а УЭС глин – в пределах 2,5–5 Ом·м (рис. 6). Как правило, в разрезе трудно выделить одиночные пласты-коллекторы с однородными вмещающими непроницаемыми породами большой мощности. Чаще всего встречаются пачки, представленные тонкими пластами-коллекторами вперемежку с глинами и плотными песчаниками.



В данном примере наиболее простая часть разреза в интервале 2078,6–2085,8 м представлена тонким ($h = 2$ м) пластом песчаника с неглубокой зоной повышающего проникновения ($D/d = 3,5$). В его подошве находится пласт глин, а в кровле – два тонких ($h = 0,6$ м) пласта глин и глинистого песчаника, над которыми находится более мощный пласт глин. Таким образом, обрабатываемая пачка состоит из 5 пластов (вместе с вмещающими глинами). В результате обработки была получена кривая Sp^v , исправленная за влияние вмещающих пород. Контроль качества обработки показал, что кривые Sp и Sp' практически повторяют друг друга. При этом кривая Sp^v не выходит за пределы линии глин и линии песчаников, в пластах-коллекторах она стремится к линии песчаников (по сравнению с исходной кривой Sp), а в глинах – к линии глин. Поэтому был сделан вывод об успешности обработки. В результате обработки амплитуда кривой ПС против интересующего нас пласта-коллектора увеличилась с 83 до 92 мВ, а значение относительного параметра $\alpha_{\text{пс}}$ увеличилось от значения 0,79 до 0,88. Амплитуда кривой ПС вышележащего тонкого глинистого проницаемого песчаника также увеличилась, соответственно увеличилось и значение параметра $\alpha_{\text{пс}}$ (с 0,23 до 0,36).

В нижней части рассматриваемого разреза в интервале 2090,2–2111,2 м находится более сложная и мощная ($h = 21,0$ м) пачка из 20 пластов, которая состоит из пластов-коллекторов малой толщины ($h = 0,4$ – $1,6$ м), а также глин и тонкого пласта плотного непроницаемого песчаника ($h = 0,6$ м; УЭС = 21 Ом·м). Результаты обработки данного интервала представлены на рис. 7. При обработке была учтена линия песчаников, так как без ее учета в тонком проницаемом пласте толщиной 0,6 м (интервал 2098,8–2099,4) отмечается выход кривой Sp^v за ее границу на 4 мВ (4% от максимальной амплитуды ПС). После учета линии песчаников кривая Sp^v находится в требуемых границах ($\alpha_{\text{пс}} \leq 1$) и, что важно, в соседних пластах не отмечается существенных изменений в результатах интерпретации. Счетное время обработки рассматриваемого примера составило около 5 мин.

Из опыта работы следует, что при обработке лучше использовать данные ПС, записанные с шагом квантования 10 см и менее. По мнению авторов, повысить надежность получаемых результатов позволит использование при обработке результатов измерений первой и второй осевых производных потенциала ПС, регистрация которых реализована в методе биградиентного каротажа ПС [8]. Предложенный метод обработки легко обобщается на этот случай.

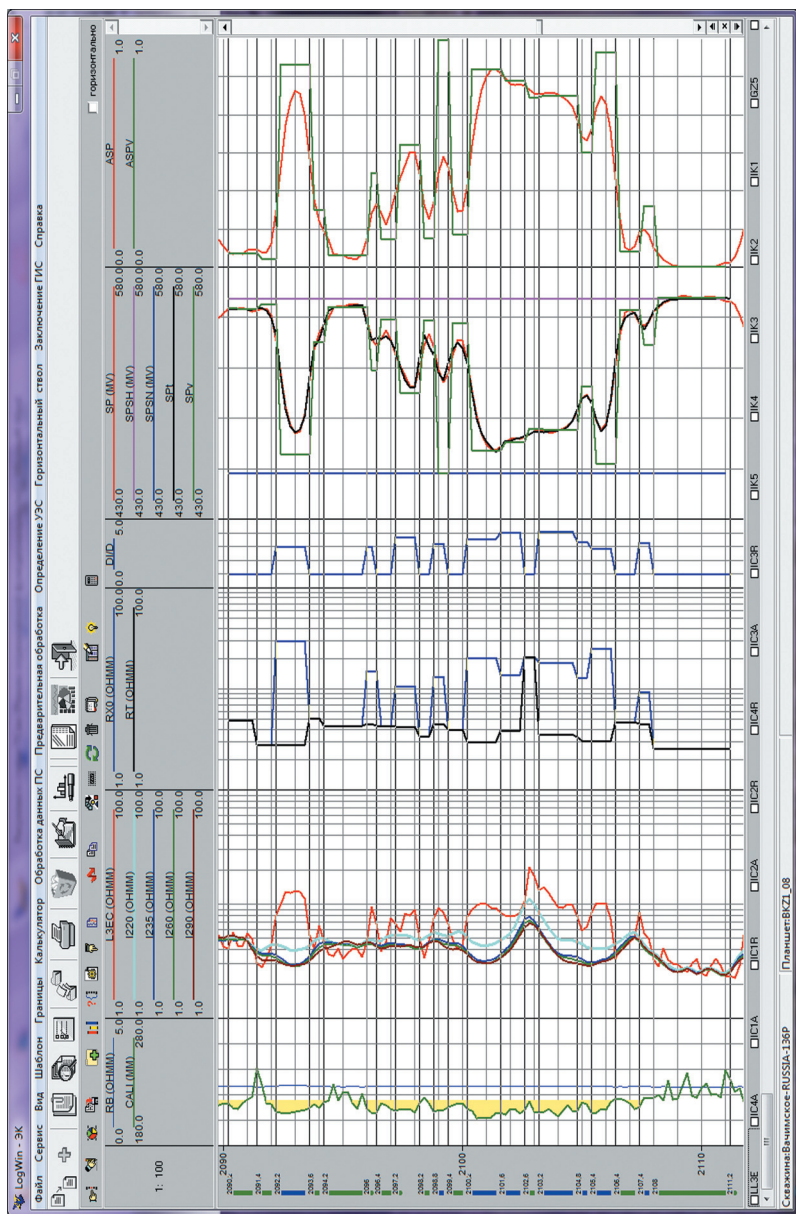


Рис. 7. Результаты обработки кривой ПС, проведенной с целью введения поправки за влияние вмещающих пород в пакке из двадцати проницаемых и непроницаемых пластов (обозначения те же, что на рис. 6)

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурсиан В. Р. К вопросу о распределении потенциала вдоль оси скважины при наличии диффузионных (контактных) э. д. с. // Бюллетень нефтяной геофизики. Вып. III. ОНТИ, 1936.
2. Друскин В. Л. Прямой метод расчета стационарных полей для одного класса моделей, принятых в геофизике // Изв. вузов. Сер. Геология и разведка. (Рук. деп. в ВИНТИ от 1.09.83, № 5099-83).
3. Журавлев В. П., Васильева Г. П. Моделирование каротажа ПС пластов конечной мощности // Прикладная геофизика. 1970. Вып. 60. С. 200–213.
4. Журавлев В. П., Новиков Е. Н., Васильева Г. П., Назаренко Л. И. Применение моделирующих устройств для усовершенствования методов интерпретации данных каротажа скважин // Отчет по теме ГП5/101(1) 135-5/61-70. ВНИИгеофизика, Краснодарский филиал. 1971.
5. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа // М. Т. Бондаренко, И. П. Бриченко, В. П. Журавлев, А. И. Сидорчук. МинГео СССР. Ленинград, 1985.
6. Кузьмичев О. Б. Исследование электрических полей естественного происхождения в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). СПб.: ООО “Недра”, 2006.
7. Свидетельство Роспатента об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610807.
8. Стандарт ТК 440-003-01 “Геофизические исследования и работы в скважинах: Геофизическая аппаратура и оборудование. Аппаратура биградиентного каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации АБГК-ПС. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний”. Тверь, 2002. 19 с.
9. Шень Цин-Сянь. Расчет теоретических кривых потенциалов собственной поляризации горных пород в неоднородной среде // Прикладная геофизика. 1962. Вып. 32.
10. Log Interpretation Charts. Schlumberger®, 2000.
11. Taherian M. R. et al. (Schlumberger – Doll Research). Spontaneous Potential: Laboratory Experiments and Modeling Results // The Log Analyst. 1995. V. 36. № 5. P. 34–48.
12. Segesman F. New SP Correction Charts // Geophysics. 1962. Vol. XXVII. № 6. Part I. P. 815–828.
13. Tabanou J. R., Glowinski R., Rouault G. F. SP Deconvolution and Quantitative Interpretation in Shaly Sands: 28th Annual Logging Symposium Transactions: SPWLA, 1987. Paper SS. 25 p.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 531.746,550.832

*И. В. Гринев, А. Б. Королев, В. С. Ситников**ООО "Нефтегазгеофизика"**А. Н. Тихомиров**ФГУП ВНИИ автоматики им. Л. Н. Духова*

МОНИТОРИНГ ВАРИАЦИЙ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ С ЦЕЛЮ КОМПЛЕКСНОГО УТОЧНЕНИЯ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Предложен метод непрерывного сбора, анализа и учета вариаций естественного магнитного поля Земли с помощью инклинометра, включающего трехосевой магниторезистивный блок. Показано, что предложенный анализ позволяет комплексно повлиять на точность инклинометрических измерений путем уточнения базовой калибровки, а также учета регулярных и нерегулярных вариаций геомагнитного поля во время бурения или каротажа.

Ключевые слова: скважина, инклинометрия, магнитное поле Земли, мониторинг, увеличение точности расчета азимута.

Введение

Как известно, гравитационное поле Земли, традиционно используемое как одно из базовых в геонавигации, является достаточно стабильным. Регулярные суточные (приливные лунные и солнечные) вариации, а также иные более медленные вариации малы по абсолютной величине [7] и практически не влияют на расчетные значения зенитного и визирного углов инклинометра.

В то же время магнитное поле Земли можно считать куда менее стабильным. Суточные вариации магнитного поля существенно влияют на склонение и, как следствие, на расчетные значения азимута. Как показывают более ранние исследования авторов [2], значения регулярных вариаций таковы, что расчетные значения азимута могут колебаться в пределах $\pm 10\%$ от абсолютной допустимой погрешности азимута¹ (АДПА) для средних широт в зависимости от времени суток. Причем данный вид погрешности возрастает с увеличением широты местности.

¹ Предполагается наиболее распространенная величина абсолютной допустимой погрешности, равная $\pm 1,5$ град

Кроме того, существенное влияние на вариации магнитного поля оказывают геомагнитные бури, вызванные, по большей части, неоднородностью солнечного ветра (солнечные вспышки) [1], геомагнитные пульсации [8] и техногенные факторы (уровень мощности на ЛЭП, перемещения магнитных масс и т. п.). Такие колебания могут существенно превышать регулярные суточные вариации геомагнитного поля и достигать значений $\pm 30\%$ и более от АДПА. Как показывает практический опыт калибровок инклинометров, такие нерегулярные техногенные и естественные флуктуации могут в значительной степени искажать показания магнитометров, снимаемые в калибровочных и поверочных точках.

Возмущения магнитного поля, захватывающие обширные территории, также наблюдаются во время землетрясений, вулканических извержений, гроз и т. п. В это время отклонения вектора геомагнитного поля от своей обычной пространственной ориентации могут вызывать увеличение АДПА на десятки, а иногда и сотни процентов. Длительность таких возмущений колеблется от нескольких часов до двух и более суток [1]. Помимо этого, нельзя не учитывать отклонения вектора геомагнитного поля в районах магнитных аномалий. Небольшие магнитные аномалии встречаются довольно часто, особенно в горных районах [4].

Помимо всего прочего, магнитный полюс планеты постоянно меняет свое положение. Значения таких годовых уходов в настоящее время вызывают увеличение АДПА до 7% в Западной Сибири и до 14% в европейской части России [10].

Одновременно с этим в настоящее время наблюдается тенденция к увеличению точности средств геонавигации. Таким образом, в связи со всем вышеперечисленным, можно предложить метод непрерывного мониторинга, анализа и учета вариаций поля Земли как для уточнения базовой калибровки измерительной аппаратуры, так и для правки измеренных значений азимута.

Постановка задачи

Известно [2], что локальные значения модуля геомагнитного поля

$$F_i = \sqrt{fx_i^2 + fy_i^2 + fz_i^2} \quad (1)$$

и его наклона

$$\Psi_i = \arcsin \{ (z_i f z_i - x_i f x_i - y_i f y_i) / (G_i \cdot F_i) \} \quad (2)$$

(x_i , y_i и z_i – нормированные проекции гравитационного поля; $f x_i$, $f y_i$ и $f z_i$ – нормированные проекции магнитного поля; $G_i = \sqrt{x_i^2 + y_i^2 + z_i^2}$ – модуль гравитационного поля; i – номер измерения) могут сильно отличаться от модельных (например, BGGE [6]) данных. В связи с этим актуальной задачей является получение более точных, чем в модели, текущих значений модуля и наклона магнитного поля, которые необходимы, например, при контроле качества инклинометрических измерений [2], а также при минимизации влияния остаточной намагниченности колонны [6]. Кроме того, необходим мониторинг модуля и угла наклона магнитного поля для оценки геомагнитной обстановки во время калибровки и поверки инклинометрического датчика.

Колебания азимута прибора относительно направления вектора магнитного поля составляют:

$$\alpha_i = \arctg \{ (f x_i \sin \varphi_i + f y_i \cos \varphi_i) / (f x_i \cos \theta_i \cos \varphi_i - f y_i \cos \theta_i \sin \varphi_i - f z_i \sin \theta_i) \}. \quad (3)$$

Их сбор, усреднение и предсказание необходимы для учета при обработке данных инклинометрии (правка расчетных значений азимута), а также при выборе наиболее оптимального времени калибровки и бурения/каротажа. В формуле (3) $\varphi_i = \arctg(x_i/y_i)$ – визирный, а $\theta_i = \arctg(\sqrt{x_i^2 + y_i^2}/z_i)$ – зенитный углы инклинометра.

Скорость опроса стационарного инклинометра, с помощью которого проводится мониторинг геомагнитного поля, в идеале должна быть равной скорости опроса скважинного инклинометра. Помимо усреднения за время съема данных, авторы предлагают также проводить сглаживание линейным фильтром.

Для мониторинга флуктуаций модуля ($C_i^{(F)}$), склонения ($C_i^{(\alpha)}$) и наклона ($C_i^{(\psi)}$) магнитного поля можно использовать формулы:

$$\begin{aligned}
C_i^{(F)} &= q\{H(\Delta F_{\max} - |C_{i-1}^{(F)} - F_i|)F_i + \\
&+ H(|C_{i-1}^{(F)} - F_i| - \Delta F_{\max})C_{i-1}^{(F)}\} + (1-q)C_{i-1}^{(F)}, \\
C_i^{(\alpha)} &= q\{H(\Delta\alpha_{\max} - |C_{i-1}^{(\alpha)} - \alpha_i|)\alpha_i + \\
&+ H(|C_{i-1}^{(\alpha)} - \alpha_i| - \Delta\alpha_{\max})C_{i-1}^{(\alpha)}\} + (1-q)C_{i-1}^{(\alpha)}, \\
C_i^{(\psi)} &= q\{H(\Delta\psi_{\max} - |C_{i-1}^{(\psi)} - \psi_i|)\psi_i + \\
&+ H(|C_{i-1}^{(\psi)} - \psi_i| - \Delta\psi_{\max})C_{i-1}^{(\psi)}\} + (1-q)C_{i-1}^{(\psi)},
\end{aligned} \tag{4}$$

где $H(\xi)$ – функция Хевисайда; $\Delta F_{\max}$, $\Delta\alpha_{\max}$ и $\Delta\psi_{\max}$ – максимальные допустимые отклонения от сглаженных величин; q – коэффициент фильтрации. Приведенные формулы предназначены как для отсеечения ураганных (единичных) выбросов, так и для фильтрации измеряемых величин.

Очевидно, что в (4) входит сумма регулярных и нерегулярных вариаций геомагнитного поля. Для выделения регулярных частей модуля ($L_i^{(F)}$), склонения ($L_i^{(\alpha)}$) и наклонения ($L_i^{(\psi)}$) можно использовать формулы:

$$\begin{aligned}
L_i^{(F)} &= q\{H(\Delta F - |P_F(t_i) - F_i|)F_i + \\
&+ H(|P_F(t_i) - F_i| - \Delta F)P_F(t_i)\} + (1-q)L_{i-1}^{(F)}, \\
L_i^{(\alpha)} &= q\{H(\Delta\alpha - |P_\alpha(t_i) - \alpha_i|)\alpha_i + \\
&+ H(|P_\alpha(t_i) - \alpha_i| - \Delta\alpha)P_\alpha(t_i)\} + (1-q)L_{i-1}^{(\alpha)}, \\
L_i^{(\psi)} &= q\{H(\Delta\psi - |P_\psi(t_i) - \psi_i|)\psi_i + \\
&+ H(|P_\psi(t_i) - \psi_i| - \Delta\psi)P_\psi(t_i)\} + (1-q)L_{i-1}^{(\psi)},
\end{aligned} \tag{5}$$

где ΔF , $\Delta\alpha$ и $\Delta\psi$ – разумным образом выбранные интервалы отклонения текущих значений от средних; $P_\xi(t)$ – полиномиальные зависимости (аппроксимации) усредненных по спокойным геомагнитным дням кривых [2]. Аппроксимация проводится любым приемлемым по точности методом, например методом наименьших квадратов (МНК).

Скорректированное на вариации магнитного поля значение азимута ($\alpha_i^{(c)}$) можно вычислить по формуле

$$\alpha_i^{(c)} = \alpha_i^{(t)} + (\alpha_0 - C_i^{(\alpha)}), \tag{6}$$

где α_0 – ноль показаний азимута, который вычисляется как среднее по $P_\alpha(t)$ – показаниям во время спокойных геомагнитных дней (регулярные вариации); $C_i^{(\alpha)}$ – текущее значение вариации склонения магнитного поля (4); $\alpha_i^{(t)}$ – текущее (расчетное) значение азимута (3) инклинометрического датчика. Очевидно, что данная формула работает как для спокойных, так и для возмущенных геомагнитных дней. Стоит отметить, что отклонение расчетного азимута от α_0 равно отклонению реального текущего склонения от постоянного значения, указываемого на топографических картах, не учитывающих регулярные и нерегулярные вариации магнитного поля. Также немаловажно, что для более корректной оценки усредненных за сутки параметров геомагнитного поля на месте бурения или каротажа необходимо по геомагнитно спокойным дням вычислять средние значения модуля H_0 и наклонения ψ_0 магнитного поля.

Параллельный мониторинг магнитного поля во время базовой калибровки позволяет минимизировать влияния высокочастотных нерегулярных флуктуаций как природного [1, 8], так и техногенного характера. Если ввести сокращение для перемножения H -функций Хевисайда $h(\xi_{i-1}, \xi_i) = H(|\xi_{i-1} - C_{i-1}^{(\xi)}| - \Delta\xi_{clb})H(|\xi_i - C_i^{(\xi)}| - \Delta\xi_{clb})$ (подбор параметров ΔF_{clb} , $\Delta\psi_{clb}$ и $\Delta\alpha_{clb}$ осуществляется из условий точности набора калибровочных точек), то условие контроля качества показаний магнитометров в текущий момент калибровки можно записать в следующем виде:

$$h_c = h(F_{i-1}, F_i) h(\psi_{i-1}, \psi_i) h(\alpha_{i-1}, \alpha_i). \quad (7)$$

Очевидно, что условие (7), то есть неравенство единице, позволяет обходить существенные флуктуации геомагнитного поля, и в случае его невыполнения необходимо переснять калибровочную точку.

В случае длительного использования средства мониторинга магнитного поля Земли становится возможным анализ и учет более медленных, чем суточные (27-суточные, сезонные, 11-летние и т. п.), вариаций магнитного поля, а также вековой уход магнитного полюса.

Результаты экспериментов и обсуждения

Замеры проводились с помощью стационарного инклинометрического датчика с термокомпенсированными акселерометрическими и

магниторезистивными первичными преобразователями. Между тем стоит отметить, что не обязательно использовать полный инклинометрический блок. Достаточно одного трехосевого магнитометрического блока (феррозондового или магниторезистивного), откалиброванного и поверенного, с термокомпенсированными первичными преобразователями достаточной разрешающей способности. Такой магнитометрический блок, используемый в качестве средства мониторинга естественного поля Земли, в идеале должен быть с высокой степенью точности (как минимум в три раза выше, чем точность измерений) установлен горизонтально с осью FZ , направленной на магнитный север. Для полного инклинометрического блока, включающего трехосевой акселерометр, эти требования можно считать рекомендуемыми, но нельзя считать обязательными, так как даже в случае приблизительно требуемого положения корпуса могут быть получены все требуемые зависимости с приемлемой точностью.

На рис. 1–3 представлено сравнение параллельных измерений модуля магнитного поля используемым магнитометром и сертифицированным модульным магнитометром POS-1, имеющим абсолютную погрешность, не превышающую 2 nT [5]. Для минимизации погрешностей параллельные измерения проводились в спокойные геомагнитные дни (рис. 4).

Расхождения результатов измерений модуля геомагнитного поля магниторезистивным датчиком и POS-1 не превышают 20 nT , то есть $0,05\%$ от амплитуды измеряемой величины. Причем хорошее согласие наблюдается как для регулярных (суточных), так и для нерегулярных техногенных вариаций, что косвенно подтверждает высокий ($0,89$) коэффициент корреляции. Таким образом, можно сделать вывод, что инклинометрические датчики представленного класса точности можно использовать в качестве средств мониторинга геомагнитного поля. Их точности достаточно для решения поставленных задач.

На основе проанализированных данных можно сделать вывод, что наиболее оптимальным временем для проведения калибровки в г. Твери можно считать промежуток времени с 20 часов вечера до 5 часов утра, так как именно в этом интервале наименее выражены как техногенные, так и суточные вариации магнитного поля. Дополнительный контроль сбора калибровочных точек (7) может способствовать еще большему увеличению точности калибровки и, как следствие, расчетных значений азимута (3).

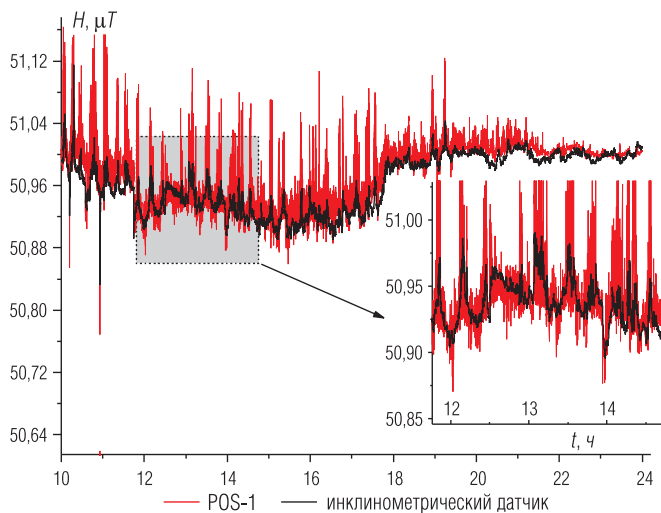


Рис. 1. Сравнение модулей магнитного поля, полученных с использованием инклинометрического датчика и POS-1. Данные получены 8 июля 2015 г.

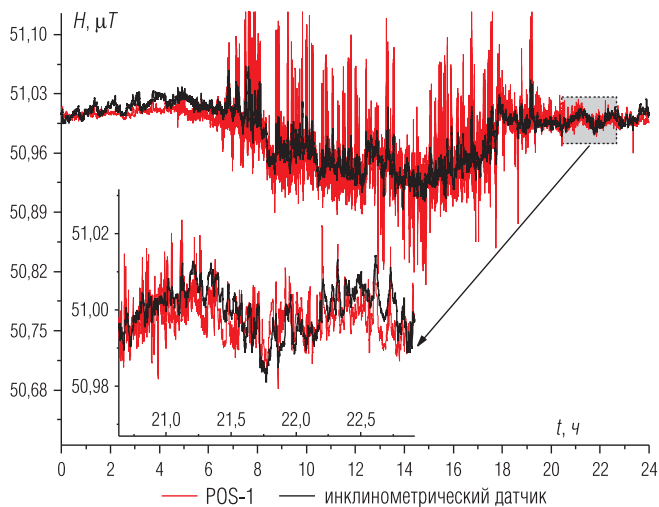


Рис. 2. Сравнение модулей магнитного поля, полученных с использованием инклинометрического датчика и POS-1. Данные получены 9 июля 2015 г.

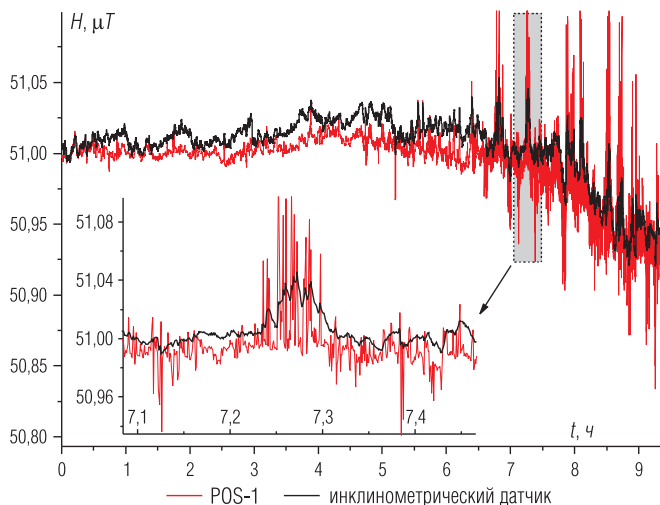


Рис. 3. Сравнение модулей магнитного поля, полученных с использованием инклинометрического датчика и POS-1. Данные получены 10 июля 2015 г.

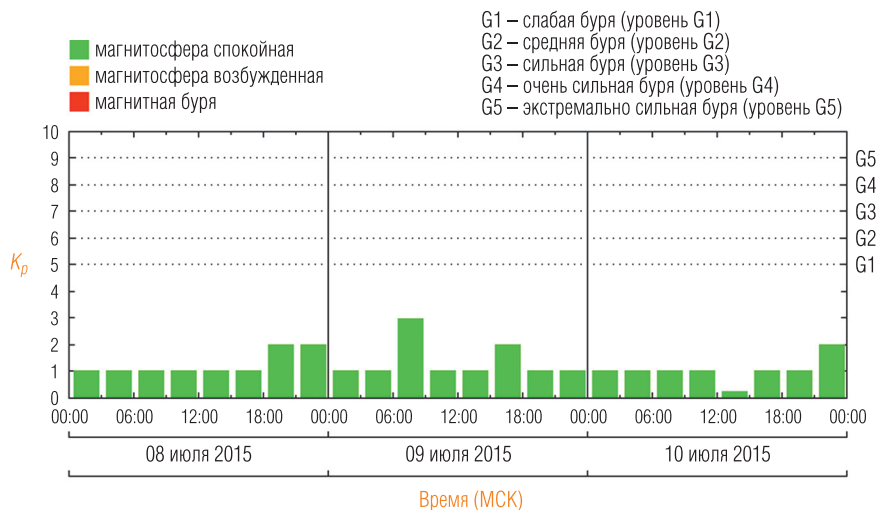


Рис. 4. Значение усредненного планетарного K_p -индекса по дням с 8 по 10 июля 2015 г. [5]

На рис. 5–7 приведены графики вариаций склонения, модуля и наклонения геомагнитного поля в районе метрологической лаборатории ООО “Нефтегазгеофизика”, располагающейся в г. Твери. Причем приведены как текущие отфильтрованные $C^{(\xi)}$ с помощью (4) для дней с различной солнечной активностью, так и аппроксимации усредненных (5) кривых $P_{\xi}(t)$, демонстрирующие регулярные составляющие рассматриваемых помех.

Рассмотрим для начала регулярную часть суточных вариаций геомагнитного поля, представленную на рис. 5–7. Аппроксимационные кривые наборов данных $L^{(\xi)}$ по формуле (5), помимо демонстрации регулярной части суточных вариаций, позволяют, как уже говорилось выше, рассчитать средние значения соответствующих наблюдаемых величин. Средние суточные значения можно найти как среднее значение аппроксимационных кривых $P_{\xi}(t)$. Зеленые кривые соответствуют спокойным геомагнитным дням (рис. 8, б) и хорошо коррелируют с аппроксимациями усредненных кривых $L^{(\xi)}$ формулы (5), попадая в допустимый интервал для усреднения практически во всем измеряемом интервале. Среднесуточные значения нужны, в частности, при использовании формулы (6) для поправки расчетных значений азимута.

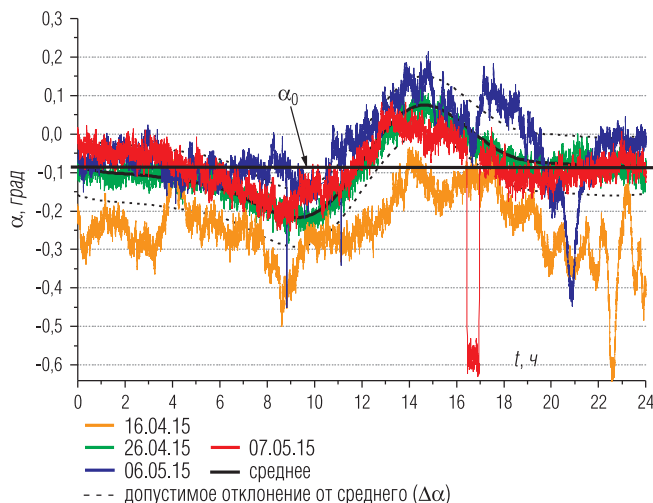


Рис. 5. Зависимость расчетных значений азимута от времени

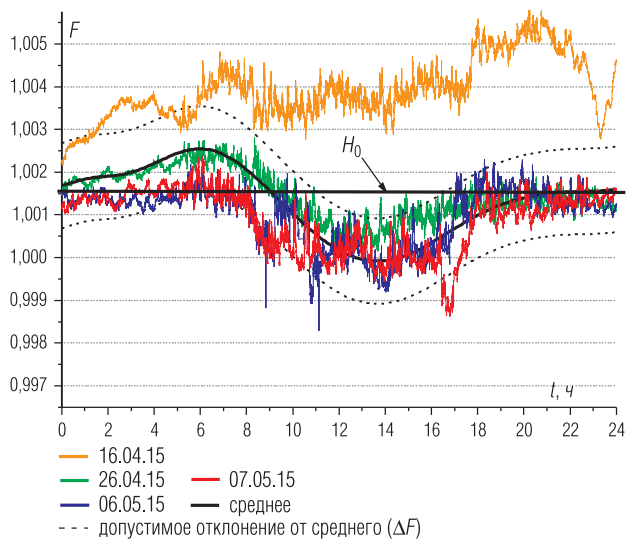


Рис. 6. Зависимость расчетных значений модуля магнитного поля от времени

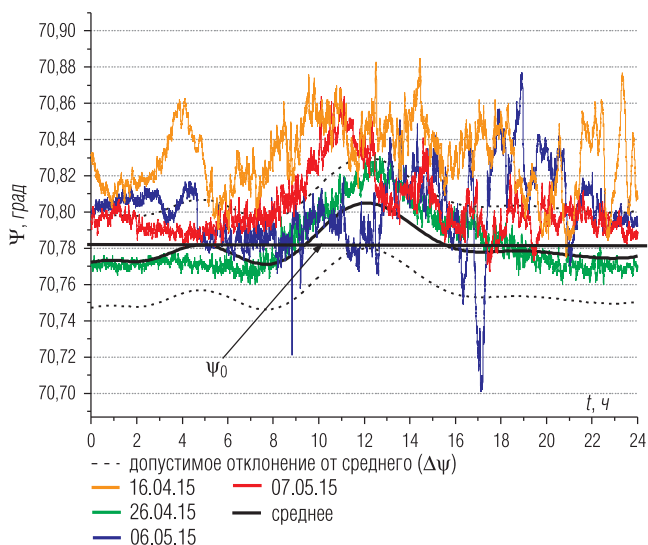


Рис. 7. Зависимость значений угла наклона магнитного поля от времени

Известно, что для средних широт размах регулярных (суточных) колебаний склонения достигает $15'$ ($0,25 \text{ град}$) [4], а с увеличением широты амплитуда колебаний возрастает. Например, для Твери ($56,86049 \text{ град с. ш.}$) размах значений составляет $17,52'$ ($0,292 \text{ град}$) (рис. 5, пунктирная линия). Очевидно, что, например, для зоны западносибирских месторождений размах значений суточных колебаний будет еще больше ($> 0,3 \text{ град}$). Это, в свою очередь, при наихудшем раскладе в плане выбора времени проведения калибровки и поверки может привести к дополнительной погрешности определения геодезического азимута, превышающей $0,3 \text{ град}$, то есть больше 20% от АДПА. Усредненные (по спокойным геомагнитным дням) кривые модуля и наклона магнитного поля представлены на рис. 6 и 7 соответственно. Амплитуда усредненной кривой изменения модуля составляет приблизительно 0,0026 ед., а усредненной кривой угла наклона составляет около $0,035 \text{ град}$.

Что касается нерегулярных вариаций геомагнитного поля, связанных, в первую очередь, с активностью Солнца, то они вносят более значительный вклад в погрешность определения текущих склонения, модуля и наклона поля. На рис. 5–7 приведены по две кривые (синяя и оранжевая), которые соответствуют дням с повышенной солнечной активностью (рис. 8, а, в). Причем кривая за 16 апреля, соответствующая более сильной магнитной буре (рис. 8, а), совершенно не коррелирует с регулярной частью. Дополнительная ошибка

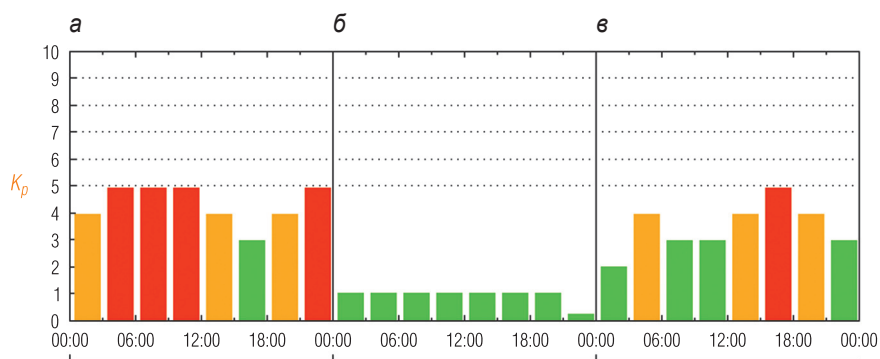


Рис. 8. Значение усредненного планетарного K_p -индекса по дням: а – 16 апреля; б – 26 апреля; в – 6 мая 2015 г. [3]

азимута в подобных случаях (оранжевая кривая на рис. 5) превышает 0,5 град, то есть больше 30% от АДПА. Причем показаны только случаи возмущенной магнитосферы и слабых магнитных бурь. В случае сильных магнитных бурь отклонения от среднего могут быть куда существенней. Также стоит отметить, что в силу непостоянства модуля и углов склонения и наклонения, именно кривые $C^{(\xi)}$ (4) должны использоваться вместо постоянных значений при контроле качества инклинометрических измерений [2].

Интересен также участок (временной интервал 16.30–17.00 на кривой за 14.04.15, рис. 5–7), который демонстрирует грубое техногенное влияние (к метрологической лаборатории подъехал легковой автомобиль). Несложно заметить, что это влияние в той или иной степени наблюдается на всех измеряемых характеристиках геомагнитного поля.

Заключение

Предложенный подход непрерывного мониторинга и обработки данных геомагнитной обстановки позволяет комплексно увеличить точность измерений азимута. Можно выделить три основных направления применения метода:

1. На уровне калибровки эти меры позволяют выделить наиболее оптимальное для калибровки время. Кроме того, параллельный контроль геомагнитной обстановки во время калибровки позволяет отсеять (7) области возбужденного (в силу естественных или техногенных причин) геомагнитного поля и несколько увеличить точность получаемой базовой калибровки. Данные меры могут повысить точность измерения азимута на 5–30% от АДПА в зависимости от геомагнитной обстановки во время проведения калибровочных работ.
2. На уровне контроля качества инклинометрических измерений предложенный метод позволяет получить более точные, чем в моделях, средние и текущие значения модуля и наклонения магнитного поля. Усреднение текущих (не константных) значений модуля и угла наклонения магнитного поля могут значительно повысить достоверность контроля качества инклинометрических измерений.

3. На уровне уточнения склонения магнитного поля – сбор и усреднение текущих значений магнитного поля с целью учета при обработке данных инклинометрии (правка расчетных значений азимута по формуле (6)). Очевидно, что необходимо введение времени замера при бурении или каротаже для согласования расчетных величин базовых углов и данных наблюдений. Синхронизация часов должна быть с точностью не менее 30 секунд. Данная процедура способна существенно повысить точность измерения магнитного азимута в зависимости от геомагнитной обстановки во время проведения бурения или каротажа.

Кроме того, в случае отсутствия лабораторных данных (например [5]) непрерывный сбор значений модуля, углов склонения и наклона магнитного поля и сравнение с соответственными усредненными кривыми позволяет определить существенные и длительные искажения магнитного поля как природного (магнитные бури), так и техногенного характера (нагрузка на ЛЭП, большие магнитные массы и т. п.), которые могут повлиять на качество базовой калибровки и расчетные значения во время бурения или каротажа.

В случае длительного использования средства мониторинга магнитного поля Земли становится возможным анализ и учет более медленных, чем суточные, вариаций магнитного поля, а также вековой уход магнитного полюса.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акасофу С. И., Чепмен С.* Солнечно-земная физика. Ч. 2. М.: Мир, 1975. 512 с.
2. *Гринева И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н.* Контроль качества инклинометрических измерений. Учет суточных вариаций магнитного поля // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 12 (258). С. 99–108.
3. Лаборатория рентгеновской астрономии Солнца Физического института Российской академии наук. Магнитные бури онлайн // http://www.tesis.lebedev.ru/magnetic_storms.html
4. *Николаев А. С.* Военная топография. М.: Воениздат, 1977. 280 с.
5. Процессорный оверхаузеровский датчик POS-1 (ПОС-1). Руководство по эксплуатации. Екатеринбург: УГТУ, Лаборатория квантовой магнитометрии, 2005. 41 с.
6. *Рыжков И. В., Пономарева Е. А.* Моделирование вычисления азимута наклонной скважины в условиях воздействия магнитных помех // Международный научный журнал. 2014. Т. 11. С. 34–39.

7. Серкеров С. Гравиразведка и магниторазведка. Основные понятия, термины и определения: Учебное пособие для вузов. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2006. 479 с.
8. Троицкая В. А., Гудельми А. В. Геомагнитные пульсации и диагностика магнитосферы // Успехи физических наук. 1969. Т. 69. № 3. С. 453–494.
9. Центр прогнозов космической погоды “ИЗМИРАН”: Вариации магнитного поля Земли // <http://forecast.izmiran.ru>
10. British Geological Survey. Natural Environment Research Council: World Magnetic Model 2015 Calculator // http://www.geomag.bgs.ac.uk/data_service/models_compass/wmm_calc.html

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 658:005.05

*Г. Б. Бурдо
ООО “Нефтегазгеофизика”
А. Ю. Сорокин
Тверской ГТУ*

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРИ СОЗДАНИИ НАУКОЕМКИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ

Российский и мировой рынки диктуют спрос на наукоемкую высокотехнологичную продукцию различных областей машиностроения, к которым относится и геофизическое приборостроение. Учитывая высокий уровень конкуренции, важнейшее значение приобретает задача сокращения сроков проектирования и изготовления опытных образцов наукоемкой геофизической продукции (НГП) при обеспечении их надлежащего качества. Поэтому создание автоматизированной системы управления качеством изделий на этапах технической подготовки производства, изготовления и испытания наукоемкой продукции (АСУ ТППИИ) является актуальной задачей. Выявлены и сформулированы новые принципы построения АСУ ТППИИ и разработана ее теоретико-множественная модель.

Ключевые слова: управление качеством, наукоемкая геофизическая продукция, автоматизированная система, техническая подготовка производства, жизненный цикл изделия.

Введение

К настоящему моменту в отечественном и в зарубежном машиностроении (и в геофизическом приборостроении, в частности) сложилась такая ситуация, что требования потребителей изделий предопределяют весьма сжатые сроки появления на рынке новой качественной высокотехнологичной наукоемкой геофизической продукции (НГП). При этом первоочередной задачей является проектирование и производство первых высококачественных образцов новых изделий параллельно с выпуском серийных.

Жизненный цикл серийно выпускаемых изделий (ЖЦИ) изучен достаточно подробно (рис. 1), а рынок программных продуктов по поддержке принятия решений на его этапах представлен достаточно широко [6].

Проектирование и производство первых образцов новых изделий (проект по созданию новых изделий) являются специфичными задачами по целому ряду причин, что отличает их от задач, стоящих при производстве и обеспечении качества серийно выпускаемой продукции [4] или реинжиниринге (модернизации, модификации). Эти отличия заключаются в следующем:

- 1) особенность структуры жизненного цикла НГП (наличие этапов НИОКР, малый период испытаний, отсутствии этапов эксплуатации, утилизации и т. д.);
- 2) нечеткость критериев оценки технических и технико-экономических показателей качества продукции;
- 3) наличие большого числа итерационных процедур при выполнении НИОКР, проектировании и производстве, связанных с высокой неформальностью задач и с неполной информацией;
- 4) необходимость параллельного по времени выполнения ряда этапов (НИОКР и конструкторская подготовка производства (КПП); НИОКР, КПП и технологическая подготовка производства (ТхПП) и т. д.);
- 5) изготовление образца НГП по новым технологиям, отличным от уже реализуемых для серийной продукции.

Специфичность задач не позволяет достаточно эффективно использовать существующие инструментальные средства поддержки решений при реализации проектов по созданию НГП требуемого качества, что увеличивает сроки вывода на рынок новой продукции.

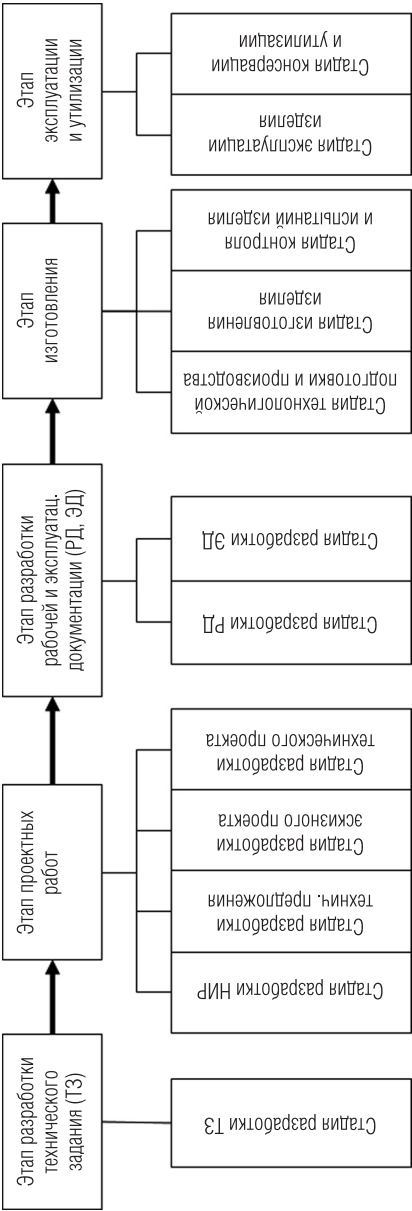


Рис. 1. Основные этапы и стадии ЖЦИ

С позиции обеспечения качества наиболее ответственными этапами при создании НГП являются техническая подготовка производства (ТПП), включающая НИОКР, КПП, ТхПП, производственное планирование (ПП), изготовление и испытания (И). Поэтому разработка автоматизированной системы управления качеством “человек–машина” на этапах технической подготовки производства, изготовления и испытания наукоемкой геофизической продукции (АСУ ТППиИ) востребована временем.

Принципы построения АСУ ТППиИ

Приведенные далее 9 выявленных принципов построения АСУ ТППиИ позволяют создавать автоматизированную систему, обеспечивающую:

- а) создание НГП надлежащего качества;
- б) выполнение процедур принятия решений адекватно процессам, существующим в реальной производственной системе;
- в) информационную интеграцию с системой управления организацией более высокого уровня;
- г) встраивание АСУ ТППиИ в автоматизированные системы поддержки жизненного цикла продукции;
- д) соответствие процедур принятия решений логике человеческого мышления и алгоритмам действия специалистов;
- е) сокращение суммарного времени (цикла) изготовления образца наукоемкой продукции.

Принципы сформулированы следующим образом.

1. Принцип соответствия этапов ТППиИ образца наукоемкой продукции этапам жизненного цикла изделия.
2. Принцип итерационного принятия решений.
3. Иерархичность системы.
4. Определенность функционирования системы.
5. Наличие элементов искусственного интеллекта.
6. Совмещение выполнения работ этапов во времени.
7. Производительность критериев оценки качества НГП от технического задания, от ожидаемых показателей функционирования продукции при ее промышленном выпуске и от мирового опыта проектирования подобных изделий.
8. Принцип многовариантности.

9. Принципы формирования критериев оценки решений на этапах:
- а* – граничного вида критериев;
 - б* – относительного вида критериев;
 - в* – комплексности критериев;
 - г* – уточнения критериев.

Рассмотрим вышеприведенные принципы.

Принцип 1 направлен на обеспечение логического соответствия процедур создания образца нового изделия принятым в организациях типовым процедурам проектных, конструкторских, технологических и управленческих работ и обеспечивает поддержку АСУ ТППиИ посредством CALS-технологий [6].

Принцип 2 обеспечивает принятие решений в условиях информационной неопределенности, когда одношаговое получение решения, близкого к оптимальному, затруднительно.

Принцип 3 позволяет представить систему 4-уровневой. Высший (первый) уровень необходим для управления со стороны руководства организацией и обеспечивает информационную интеграцию с АСУ организацией (АСУП). Второй уровень необходим для управления процедурами конструкторской, технологической и планово-организационной подготовки производства. На третьем уровне иерархии выполняются этапы НИОКР (НИР), КПП, ТхПП, организационной подготовки производства (планирование) и испытания. Учитывая, что изготовление образца изделия осуществляется в технологической (производственной) системе, управление которой должно выполняться по результатам анализа ее текущего состояния [1], необходимо введение 4-го уровня иерархии – управления, обеспечивающего информационную связь автоматизированной системы с технологическими подразделениями.

Принцип 4 определяет структуру технического задания (ТЗ). Учитывая, что система управляет этапами НИОКР, конструкторской, технологической, организационно-управленческой подготовки производства, то ТЗ на изготовление опытного образца НГП должно содержать разделы, соответствующие указанным этапам. В свою очередь, ТЗ должно напрямую вытекать из ожидаемых показателей функционирования продукции при ее промышленном выпуске. Поэтому в ТЗ должны быть отражены функциональные, технические, технологические, эксплуатационные, эргономические и экономические показатели изделия [2, 3].

Принцип 5 указывает на целесообразность для принятия решений по применению методов и моделей знаний искусственного интеллекта, в частности экспертных систем, продукционных моделей и темпоральных логик [5, 8], что позволит повысить эффективность проектных процедур.

Принцип 6 определяет возможность совмещения работ этапов ЖЦИ во времени исходя из логики и содержания действий, выполняемых на каждом из них, так как для начала работ на последующем этапе нет необходимости в наличии всей информации, получаемой (выявляемой) на предыдущем. Например, конструкторская проработка отдельных узлов может вестись параллельно во времени с этапом НИОКР, а отработка конструкции на технологичность – параллельно с КПП. Таким же образом могут быть совмещены и работы в пределах одного этапа (разработка общего вида, узлов и детализовка при КПП, отработка конструкции на технологичность и проектирование (заказ) оснастки и инструмента, проработка технологий при ТхПП).

Принцип 7 говорит о том, что критерии оценки решений (результативности работ) на каждом из этапов создания нового образца НГП должны позволять определять окончание работ по этапу, если необходимое качество параметров изделия обеспечено, либо определять продолжение итераций в противном случае. Поэтому, чтобы оценить и получить как итог желаемый результат, критерии оценки решений на этапах должны быть логически и количественно увязаны с ТЗ. В противном случае возникает неопределенность при оценке решений. Учитывая принцип 4, можно утверждать, что критерии оценки решения на этапах должны логически проистекать из ожидаемых показателей функционирования продукции при ее промышленном выпуске.

Например, если при промышленном производстве экономический аспект оценивается по приведенным затратам, то в нашем случае следует оперировать с технологической себестоимостью.

Принцип 8 требует для расширения пространства поиска технических решений обеспечивать вариантность результатов работ в разумной области. При этом речь может идти как о реализации принципиально разных подходов (разные технические системы), так и о вариациях их частей (подсистем). Особенно вариабельными должны быть решения на этапах КПП (обеспечение качества конструкции изделия) и ТхПП (обеспечение технологией оговоренных чертежами параметров изделия при наименьших издержках).

Принцип 9 исходит из того, что при создании достаточно новых изделий на уровне лучших мировых образцов критерии должны быть модифицированы по сравнению с критериями, принятыми при модернизации и модификации и носящими, как правило, минимаксные (вид 1) или граничные (вид 2) ограничения.

Принцип 9, а утверждает, что критерии вида 1 могут составлять незначительную часть, так как при создании нового изделия изменятся большое число его принципиальных параметров. Поэтому большая часть критериев должна носить граничный характер (не более, не менее, в интервале) и быть сформирована на основании экспертных оценок.

Принцип 9, б указывает, что при оценке решений (выполненных работ) большое значение приобретают относительные критерии, полученные при сравнении синтезированных вариантов технических систем, либо при сравнении с прототипом (прототипами), находящимися на передовом мировом уровне. Рассмотрим такой пример. Скажем, увеличение себестоимости на 15%, как критерий, ничего еще не говорит. Если при этом точность измерения параметра будет повышена в два раза, то он вполне приемлем.

Принцип 9, в устанавливает, что общая оценка изделия должна выполняться комплексными критериями, производными от критериев, применяемых на каждом этапе. К примеру, увеличение сложности изделия, его конструкторской иерархии – не самый лучший случай, если брать во внимание лишь конструкцию. Но это может позволить соблюсти принцип агрегатирования, упростив планирование промышленного выпуска изделий, удешевить его сборку и техническое обслуживание.

Принцип 9, г определяет необходимость постепенной конкретизации критериев. На начальных этапах проектирования изделия его конструкция не вполне конкретна, поэтому экспертные критерии не всегда имеют количественный вид и могут быть представлены выражениями нечеткой логики вида “в основном выполнены требования”, “сомнительно выполнение требований” и т. д. По мере детализации конструкторской документации обеспечивается переход к числовым значениям.

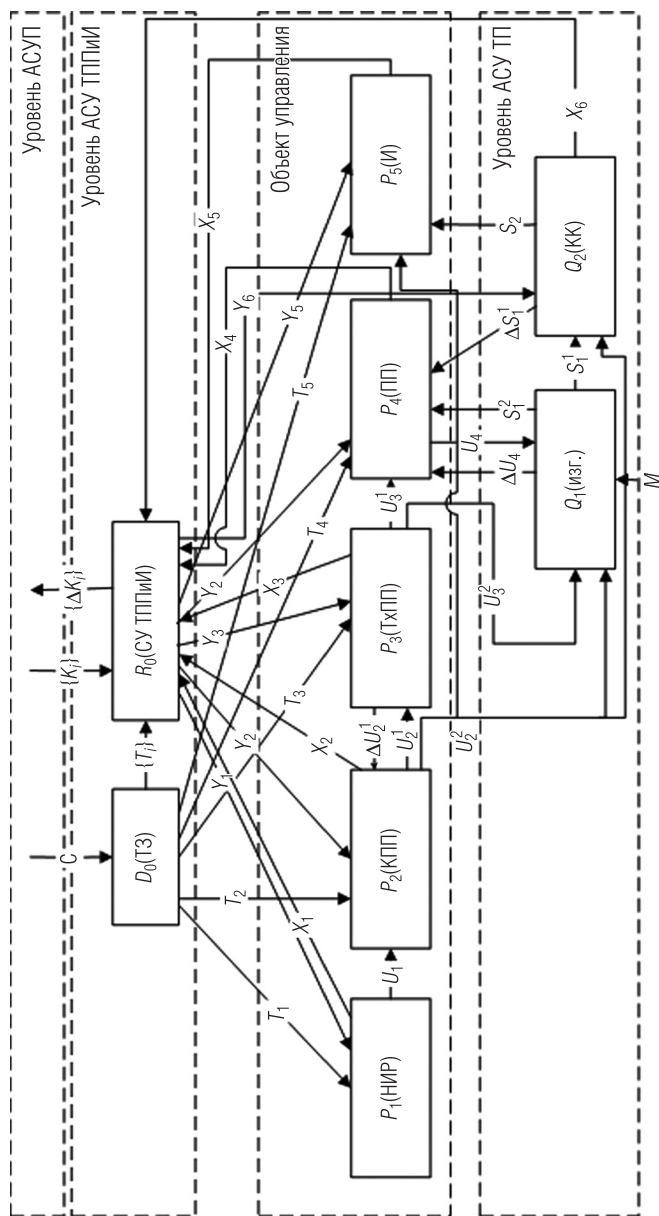


Рис. 2. Теоретико-множественная модель АСУ ТППИИ

Модель автоматизированной системы управления качеством на этапах технической подготовки производства, изготовления и испытания наукоемкой машиностроительной продукции

Иерархия автоматизированной системы

На рис. 2 показана разработанная на основе выявления структуры и функций процедур, выполняемых при создании НПП, теоретико-множественная модель [7] АСУ ТППиИ.

Можно увидеть, что управляющие процедуры выполняются после каждого этапа на основании сравнения результатов с требуемыми параметрами, представленными в ТЗ. Модель имеет 4 уровня иерархии:

Первый уровень – автоматизированная система управления организацией (предприятием), АСУП.

Второй уровень – управление технической подготовкой производства, изготовления и испытания опытного изделия.

Третий уровень – реализация основных этапов ТППиИ.

Четвертый уровень – управление технологическими процессами.

Информационные преобразования в автоматизированной системе

Первый уровень (рис. 2) – автоматизированная система управления организацией (предприятием) АСУП – информационно определяет функционирование автоматизированной системы управления технической подготовкой производства, изготовления и испытания опытного изделия (АСУ ТППиИ). АСУП задает целевую функцию для АСУ ТППиИ, включающую множество критериев A оценки выполнения каждого из этапов ТППиИ: $A = F(K)$, где $K = \{K_i\}$ – множество критериев показателей качества изделия и (или) качества выполнения работ на этапах (далее по тексту – множество критериев). Указанные критерии отражаются в техническом задании C для совокупности процессов, управляемых АСУ ТППиИ.

Второй уровень – управление технической подготовкой производства, изготовления и испытания опытного изделия (АСУ ТППиИ) – представлен операторами D_0 и R_0 .

Оператор D_0 (блок задания) формирует множество технических заданий $TЗ = \{T_1, T_2, \dots, T_5\}$ для каждого из этапов процесса ТППиИ. Его функции:

$$D_0^1 : C \rightarrow T_1; D_0^2 : C \rightarrow T_2; D_0^3 : C \rightarrow T_3; D_0^4 : C \rightarrow T_4; D_0^5 : C \rightarrow T_5,$$

где T_1 – техническое задание на проведение НИОКР, определяет виды работ, их цели, затраты на проведение работ, сроки выполнения; T_2 – техническое задание на проведение конструкторской подготовки производства (КПП), определяет служебное назначение изделия (функции, точность их реализации, условия эксплуатации), требования к показателям качества изделия (работоспособность, надежность, ресурс) и их превышению (отклонению) по сравнению с аналогами; дополнительные параметры качества (эргономичность, ремонтпригодность, экономичность); сроки и стоимость проведения КПП; T_3 – техническое задание на проведение технологической подготовки производства (ТхПП), определяет целевую функцию ТхПП, критериями которой являются максимальная производительность или минимальная технологическая себестоимость и ограничения, накладываемые производственной системой, в которой будут реализовываться технологии; сроки проведения и затраты на ТхПП; требования к уровню технологичности конструкции изделия; T_4 – техническое задание на проведение планирования производства (ПП) по реализации технологических процессов в производственной системе (ПС), включающее требования к срокам изготовления и приоритетность заказа; T_5 – техническое задание на проведение испытаний изделия, включающее требования, сроки и стоимость испытаний.

Оператор R_0 управляет работой на всех этапах создания образца наукоемкой продукции. Он реализует следующие функции:

R_0^1 – управление оператором P_1 (НИОКР): $R_0^1 : K_1 \times X_1 \times T_1 \rightarrow Y_1$, где X_1 – множество параметров, характеризующих выполнение работ на этапе НИР (НИОКР), предусмотренных техническим заданием T_1 (информационная структура множества X_1 соответствует T_1); Y_1 – множество параметров управляющего воздействия на оператор P_1 , обеспечивающего выполнение работ на этапе НИР в соответствии с ТЗ (T_1) и множеством критериев K_1 .

R_0^2 – управление оператором P_2 (КПП): $R_0^2 : K_2 \times X_2 \times T_2 \rightarrow Y_2$, где X_2 – множество параметров, характеризующих выполнение работ на этапе КПП, предусмотренных техническим заданием T_2 (информационная структура множества X_2 соответствует T_2); Y_2 – множество параметров управляющего воздействия на оператор P_2 , обеспечива-

ющего выполнение работ на этапе КПП в соответствии с ТЗ (T_2) и множеством критериев K_2 .

R_0^3 – управление оператором P_3 (ТхПП): $R_0^3 : K_3 \times X_3 \times T_3 \rightarrow Y_3$, где X_3 – множество параметров, характеризующих выполнение работ на этапе ТхПП, предусмотренных техническим заданием T_3 (информационная структура множества X_3 соответствует T_3); Y_3 – множество параметров управляющего воздействия на оператор P_3 , обеспечивающего выполнение работ на этапе ТхПП в соответствии с ТЗ (T_3) и множеством критериев K_3 .

R_0^4 – управление оператором P_4 (ПП): $R_0^4 : K_4 \times X_4 \times T_4 \rightarrow Y_4$, где X_4 – множество параметров, характеризующих выполнение работ на этапе ПП, предусмотренных техническим заданием T_4 (информационная структура множества X_4 соответствует T_4); Y_4 – множество параметров управляющего воздействия на оператор P_4 , обеспечивающего выполнение работ на этапе планирования производства в соответствии с ТЗ (T_4) и множеством критериев K_4 .

R_0^5 – управление оператором P_5 (испытания изделия, И): $R_0^5 : K_5 \times X_5 \times T_5 \rightarrow Y_5$, где X_5 – множество параметров, характеризующих выполнение работ на этапе И, предусмотренных техническим заданием T_5 (информационная структура множества X_5 соответствует T_5); Y_5 – множество параметров управляющего воздействия на оператор P_5 , обеспечивающего выполнение работ на этапе подготовки испытаний в соответствии с ТЗ (T_5) и множеством критериев K_5 .

R_0^6 – управление работой оператора Q_2 (контроль качества работ, КК): $R_0^6 : X_6 \rightarrow Y_6$, где X_6 – множество параметров – сведения о качестве выполненных технологических работ (операций) в производственной системе (ПС); Y_6 – множество параметров управляющего воздействия на оператор Q_2 (решения о необходимости браковать или пропускать изделие и т. д.).

R_0^7 – координация управления с АСУП: $R_0^7 : \{K_i\} \times X_1 \times X_2 \times X_3 \times X_4 \times X_5 \rightarrow \{\Delta K_i\}$, где $\{\Delta K_i\} = \{\Delta K_1, \Delta K_2, \dots, \Delta K_5\}$ – множество отклонений показателей результативности этапов от заданных значений.

Третий уровень – уровень реализации основных этапов ТППИИ, представлен операторами P_1 – P_5 .

Оператор P_1 – выполнение НИОКР (НИР), предусмотренных техническим заданием T_1 . Он выполняет две функции:

- 1) выполнение НИОКР и подготовка информации для R_0 : $P_1^1 : T_1 \times Y_1 \rightarrow X_1$;

- 2) передача информации для P_2 : $P_1^2 : T_1 \rightarrow U_1$, где U_1 – множество параметров, содержащихся в отчетной документации по НИОКР, необходимых для проведения КПП.

Оператор P_2 – выполнение работ по КПП, предусмотренных заданием T_2 . Его три функции следующие.

- 1) проведение КПП и подготовка информации для оператора R_0 :
 $P_2^1 : T_2 \times Y_2 \times U_1 \rightarrow X_2$;
- 2) передача оператору P_3 информации, необходимой для осуществления технологической подготовки производства: $P_2^2 : Y_2 \times T_2 \times \Delta U_2^1 \times U_1 \rightarrow U_2^1$, где U_2^1 – множество параметров, содержащихся в конструкторской документации и необходимых для ТхПП; ΔU_2^1 – множество параметров, определяющих требования оператора P_4 по повышению уровня технологичности изделия;
- 3) передача информации операторам Q_1 (изготовление), Q_2 (контроль качества работ) и P_5 (испытания): $P_2^3 : Y_2 \times T_2 \times \Delta U_2^1 \times U_1 \rightarrow U_2^2$, где U_2^2 – множество параметров, содержащихся в конструкторской документации и необходимых для изготовления изделий в технологической системе, контроля и испытаний. Различие между U_2^1 и U_2^2 – форма представления и объем информации.

Оператор P_3 – выполнение работ по ТхПП, предусмотренных заданием T_3 . Он выполняет следующие 4 функции:

- 1) проведение ТхПП и подготовка информации для оператора R_0 :
 $P_3^1 : T_3 \times Y_3 \times U_2 \rightarrow X_3$;
- 2) разработка предложений для оператора P_2 по повышению уровня технологичности конструкции изделия: $P_3^2 : T_3 \times U_2^1 \rightarrow \Delta U_2^1$;
- 3) передача информации оператору P_4 (планирование производства):
 $P_3^3 : Y_3 \times T_3 \times U_2^1 \rightarrow U_3^1$, где U_3^1 – множество параметров технологических процессов по трудозатратам и станкозатратам, необходимых для планирования работ оператором P_4 ;
- 4) подготовка информации для оператора Q_1 , а именно: $P_3^4 : T_3 \times U_2^1 \rightarrow U_3^2$, где U_3^2 – множество параметров, определяющих реализацию технологических процессов на рабочих местах (технологические процессы, инструкции, управляющие программы для станков с ЧПУ).

Оператор P_4 – планирование производства (ПП), то есть планирование работ в производственной системе. Он выполняет две функции:

- 1) подготовка информации для оператора R_0 : $P_4^1 : T_4 \times Y_4 \times U_3^1 \rightarrow X_4$;
- 2) разработка управляющих воздействий на производственную систему – формирование планов работ по изготовлению НПП: $P_4^2 : Y_4 \times T_4 \times U_3^1 \times S_1^2 \times \Delta U_4 \times \Delta S_1^1 \rightarrow U_4$, где S_1^2 – множество параметров, характеризующих состояние производственной системы (загрузка рабочих мест, заказы в исполнении, ход выполнения планов и т. д.); U_4 – множество параметров, характеризующих планы различных уровней по выпуску образца продукции и задания на определение состояния ПС; ΔS_1^1 – множество параметров – сведения об изделиях, не прошедших контроль и нуждающихся в доработке (переделке); ΔU_4 – множество параметров, характеризующих диспетчирование работ в ПС по данному изделию.

Оператор P_5 – испытания образца наукоемкой продукции (И). Его функция – подготовка информации для оператора R_0 : $P_5^1 : S_2 \times T_5 \times Y_5 \times U_2^2 \rightarrow X_5$, где S_2 – материальная связь – изделие (образец НП).

Четвертый уровень – управление технологическими процессами (АСУ ТП). Он представлен операторами Q_1 и Q_2 .

Оператор Q_1 – изготовление опытного образца изделия НП. Выполняемые им три функции следующие:

- 1) выпуск изделий и подготовка информации для оператора Q_2 : $Q_1^1 : M \times U_2^2 \times U_3^2 \times U_4 \rightarrow S_1^1$, где M – материалы и покупные изделия; S_1^1 – изготовленные образцы НП и сведения о их готовности;
- 2) диспетчирование работ в ПС: $Q_1^2 : U_4 \rightarrow \Delta U_4$;
- 3) определение фактического состояния ПС: $Q_1^3 : U_4 \rightarrow S_1^2$.

Оператор Q_2 – контроль деталей, узлов и изделий целиком. Он выполняет следующие три функции:

- 1) передача информации о качестве работ в производственной системе (ПС) оператору Q_0 : $Q_2^1 : U_2^2 \times S_1^1 \rightarrow X_6$;
- 2) подготовка и передача сведений о необходимости доработки изделий или их переделке: $Q_2^2 : U_2^2 \times S_1^1 \times Y_6 \rightarrow \Delta S_1^1$;
- 3) передача изделий на испытание: $Q_2^3 : U_2^2 \times S_1^1 \times Y_6 \rightarrow S_2$.

Анализируя данную модель, можно отметить следующее.

В модели воздействиями Y_1 – Y_5 определяется завершение работ по каждому этапу или формирование итерационных процедур (принципы 2 и 5).

Учитывая стадийность работ по каждому этапу (для стадии последующего этапа требуется лишь часть информации предыдущего), возможно совмещение работ разных этапов во времени (принцип 6).

Показатели $\{K_i\}$ и производные от них критерии логически увязаны с техническим заданием для каждого этапа $\{T_i\}$ (принцип 7).

В модели отсутствует дублирование функций, что обуславливает определенность решений (принцип 4).

Иерархичность и смысл процедур соответствуют иерархии принятия решений при управлении производственными системами в машиностроении (принцип 3).

Состав этапов, управляемых АСУ ТППИИ, вписывается в логику структуры жизненного цикла машиностроительных изделий (принцип 1).

Реализацию остальных принципов необходимо выполнять при разработке временных моделей и алгоритмов принятия решений в АСУ ТППИИ.

Организация работы с АСУ ТППИИ

Автоматизированная система реализуется как экспертная система поддержки принятия решений, то есть как “советующая” лицу, принимающему решение (ЛПР). Таковым является руководитель проекта по созданию образца НГП либо, по его распоряжению, для отдельных этапов может назначаться кто-либо из состава проектной группы. Оценка проектных решений выполняется последовательно на каждом этапе выбранными экспертами с помощью заранее доведенной до них системой частных критериев $K = \{K_i\}$. Автоматизированной системой на основе частных критериев синтезируется обобщенный критерий, помогающий ЛПР принять решение о продолжении работ на данном этапе либо о переходе на следующий. Эксперты работают анонимно, с учетом возможностей системы могут работать удаленно и быть представителями других организаций. Подбор экспертов – весьма важная задача, требует отдельного разговора, поэтому здесь подробно не затрагивается.

По завершении работ на всех этапах определяется общая оценка качества проекта.

Заключение

Дальнейшим этапом работ должно явиться создание на основе правил преобразования и обмена информацией операторами представленной теоретико-множественной и темпоральной (временной) модели функционирования АСУ ТППиИ. Указанные две модели (теоретико-множественная и временная) явятся основой для разработки методов и алгоритмов принятия решений в автоматизированной системе.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект № 14-01-00324.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурдо Г. Б. Интеллектуальные процедуры планирования и управления в производственных системах геофизического приборостроения // Программные продукты и системы. 2011. № 3 (95). С. 107–110.
2. Бурдо Г. Б., Сорокин А. Ю. Модель автоматизированной системы управления качеством в многономенклатурном машиностроительном производстве // Программные продукты и системы. 2013. № 4 (104). С. 248–253.
3. Дитрих Я. Проектирование и конструирование: Системный подход. Пер. с польского. М.: Мир, 1981. 456 с.
4. ГОСТ ISO 9001-2011. Системы менеджмента качества. М.: Стандартинформ, 2012. 36 с.
5. Еремеев А. П., Куриленко И. Е. Средства темпорального вывода для интеллектуальных систем реального времени / Интеллектуальные системы: Коллективная монография. Вып. 4. М.: Физматлит, 2010. С. 222–252.
6. Колчин А. Ф., Овсянников М. В., Стрекалов А. Ф., Сумарков С. В. Управление жизненным циклом продукции. М.: Анархист, 2002. 304 с.
7. Месарович М., Такахара Я. Общая теория систем: математические основы. М.: Мир, 1978. 311 с.
8. Рыбина Г. В. Основы построения интеллектуальных систем: Учебное пособие. М.: Финансы и статистика; Инфра-М, 2010. 432 с.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*