

Производственный ОПЫТ

УДК 550.832

Р. Т. Хаматдинов
ООО "Нефтегазгеофизика"

КОМПЛЕКС АВТОНОМНЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Рассмотрены набор приборов автономной аппаратуры, предлагаемых для исследования пологих и горизонтальных скважин, технические характеристики и область применения. На основе скважинных измерений показаны возможности и ограничения методов для различных горно-геологических условий.

Ключевые слова: скважина, автономные приборы, комплексы методов, возможности, ограничения.

Качество строительства горизонтальных скважин и боковых стволов зависит от точности их проводки и учета вертикальной и латеральной неоднородности проектного пласта. Современные забойные телесистемы MWD позволяют в большинстве случаев обеспечить проектную точность проводки ствола скважин.

Учет вертикальной и латеральной неоднородности пласта по коллекторским свойствам – задача достаточно сложная. При моделировании объектов разработки не всегда достигается необходимая точность прогноза распространения коллектора по латерали в направлении проектного ствола в случае прерывистых пластов и сложно построенных коллекторов. В подобных случаях горизонтальный ствол скважины пересекает породы с различными коллекторскими свойствами, появляются зоны замещения и выклинивания. В частности, кол-

литоры месторождений Западной Сибири характеризуются прерывистостью и значительным изменением толщин по площади залежи.

Большинство разрабатываемых крупных нефтегазовых месторождений находится на поздних стадиях разработки с высокой степенью обводненности добываемой продукции. При наличии неоднородности и прерывистости пластов степень их выработки значительно меняется по площади залежи. Горизонтальное положение ствола скважин может проходить в проектном пласте по интервалам с различным насыщением, пересекать заводненные интервалы.

При завершении бурения дальнейшие мероприятия по выбору интервалов освоения и обустройству скважины проводятся с учетом наличия продуктивных зон коллекторов. Информационное обеспечение оценки коллекторских свойств по горизонтальному положению при этом достигается проведением различных комплексов ГИС.

Исследования проводятся автономными приборами, спускаемыми на бурильных трубах. К настоящему времени по большинству пробуренных горизонтальных скважин комплекс ГИС включает изопараметрический каротаж аппаратурой ВИКИЗ, набор симметричных градиент-зондов, нейтронный каротаж, интегральный гамма-каротаж и инклинометрию.

Применяемые методы решают поставленную задачу частично и в большей степени на качественном уровне, и по физическим параметрам имеют ограничения при применяемой технологии проводки скважины.

На указанные выше методы электрического и нейтронного каротажа существенное влияние оказывают высокая минерализация бурового раствора и кавернозность скважин.

Кроме того, в терригенных полимиктовых коллекторах Западной Сибири наблюдается незначительная дифференциация по водородосодержанию аргиллитов, алевролитов и песчаников, что затрудняет литологическое расчленение разреза.

В сложно построенных карбонатных и эффузивных коллекторах комплекс градиент-зондов и электромагнитные методы практически не несут необходимой информации за счет высокого электросопротивления пород.

В связи со сложностью разреза при бурении горизонтального ствола в прерывистых пластах и сложно построенных коллекторах необходим комплекс ГИС, обеспечивающий получение количественных

параметров коллекторских свойств с точностью, сопоставимой при исследовании приборами на кабеле.

В ООО “Нефтегазгеофизика” серийно изготавливают полный перечень автономных приборов для выполнения следующих методов ГИС:

- инклинометрия (DL);
- двухзондовый боковой каротаж (2БК);
- многозондовый индукционный каротаж (5ИК);
- гамма-гамма-каротаж плотностной (6ГГК-П);
- компенсированный нейтронный каротаж (ЗННК);
- интегральный гамма-каротаж (2ГК);
- спектрометрический гамма-каротаж (СГК);
- акустический каротаж (АК);
- акустический профилемер на отраженных волнах (АП).

Каждый прибор является самостоятельным. Специальные соединительные устройства на концах прибора позволяют состыковать приборы друг с другом путем вертикальной сборки на устье скважины. Конструкция межприборного соединения обеспечивает возможность изгиба до 5° , что облегчает прохождение сборкой приборов участков интенсивного набора кривизны скважиной. Варианты комбинирования приборов для выполнения комплекса за две спускоподъемные операции приведены на рис. 1 и 2.

С целью привязки зарегистрированных данных к глубине каждый прибор имеет часы реального времени, показания которых записываются в каждый кадр данных. Эти часы перед началом спускоподъемных операций синхронизируются с часами реального времени обрабатывающего комплекса. Кроме того, приборы, по показаниям которых трудно отбивать интервалы стоянок, содержат в своем составе датчики акселерометров.

Привязка данных по глубине осуществляется одним из трех способов:

- по промеру бурового инструмента с использованием записанной в приборах информации о стоянках;
- по результатам измерений глубины наземными датчиками глубины, веса инструмента и положения клиньев станции ГТИ;
- по результатам измерений глубины автономным глубиномером, часы которого также синхронизируются с часами обрабатывающего комплекса.

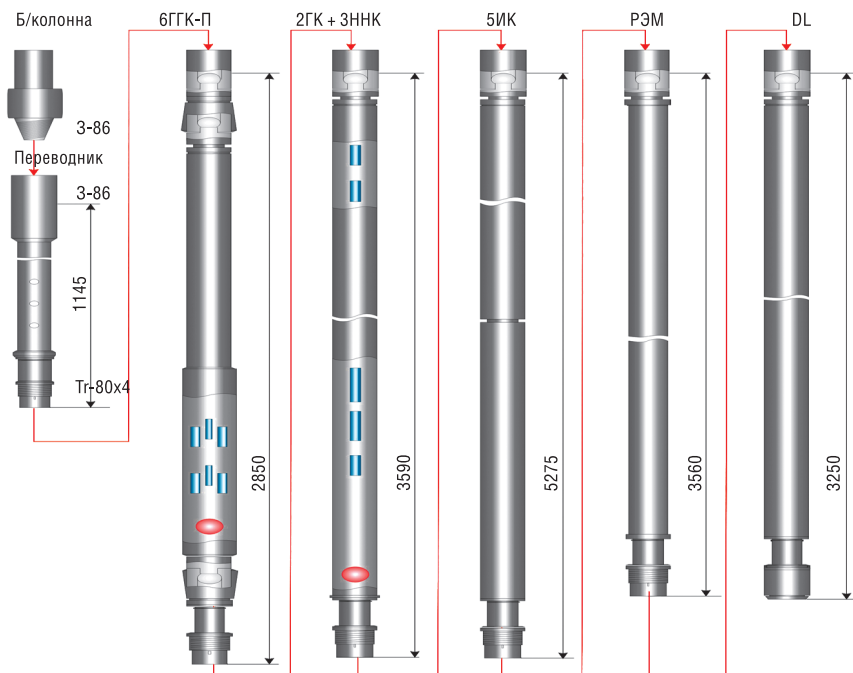


Рис. 1. Варианты сборок автономных приборов. Вариант 1. РЭМ – разделитель электромагнитный

Тестирование приборов, подготовка к каротажу, считывание данных из приборов в компьютер производится с использованием специального кабеля через USB-порт.

Перечень имеющихся автономных приборов, решаемые задачи и параметры, получаемые для геологической интерпретации, приведены в табл.

К настоящему времени в силу различных организационных и экономических причин имеющиеся приборы поставлены производственным геофизическим предприятиям в различном сочетании. Полного комплекса автономных приборов ни в одном из промыслово-геофизических предприятий не имеется.

Анализ получаемой геофизической информации и результаты геологической интерпретации проведены по каждому методу в различ-

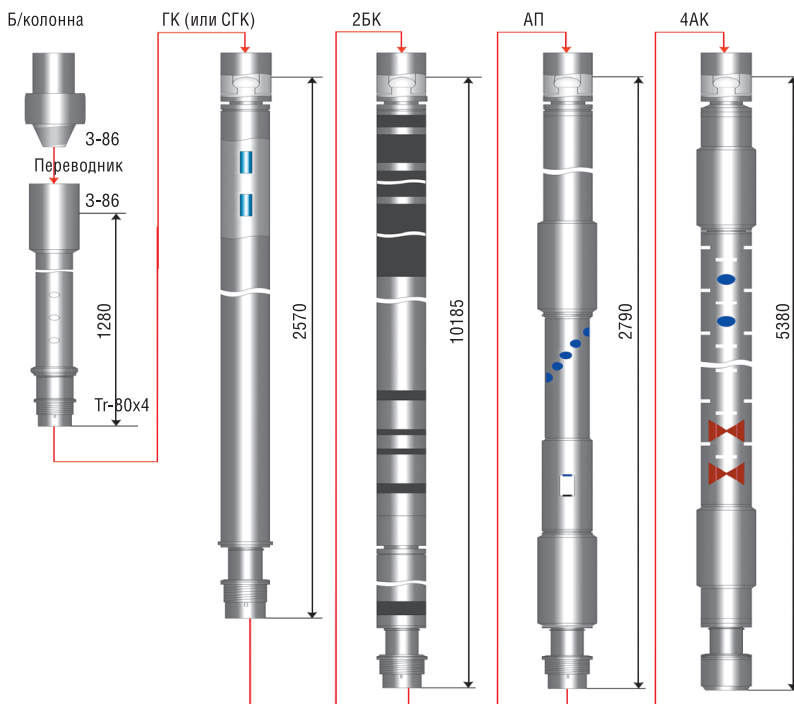


Рис. 2. Варианты сборок автономных приборов. Вариант 2

ных скважинах. Интерпретация получаемых данных проводилась с минимальным количеством методов, примененных в каждой скважине.

Анализ полученных данных показал высокую эффективность комплекса при решении поставленных задач. В литологически неоднородных коллекторах Западной Сибири предлагаемые электрические методы индукционного и бокового каротажа в сочетании с радиоактивными методами и учетом влияния профиля ствола горизонтального участка скважины позволяют выделить наиболее проницаемые интервалы, оценить коэффициенты общей и эффективной пористости. Получаемые при этом количественные параметры по точности сопоставимы с данными кабельных приборов в вертикальных и наклонных скважинах.

В сложно построенных карбонатных и эффузивных коллекторах из комплекса методов можно исключить индукционный каротаж.

Необходимые параметры для геологической интерпретации получаются по результатам измерений двойного бокового каротажа, радиоактивных и акустических методов.

Следует отметить, что проведение исследований двойным боковым каротажом в горизонтальных скважинах, пробуренных на высокоминерализованных буровых растворах, предпочтительнее электромагнитных методов индукционного и изопараметрического каротажа. Метод двойного бокового каротажа позволяет выделить проницаемые прослои во всех типах разрезов и коллекторов для данных условий бурения горизонтальных скважин.

Основные результаты применения комплекса методов ГИС на различных месторождениях и в разных горно-геологических условиях приведены на рис. 3, 4, 5, 6.

На рис. 3 в горизонтальном участке ствола скважины приведены исследования акустической профилометрии, нейтронный и гамма-каротаж, двойной боковой каротаж и изопараметрический каротаж аппаратурой ВИКИЗ. По данным акустического профиломера диаметр горизонтальной части ствола отличается от номинального, наблюдается наличие каверн и синусоидальных отклонений от номинала за счет работы долота. Электромагнитные методы, особенно высокочастотные типа ВИКИЗ, при наличии высокоминерализованного бурового раствора максимально реагируют на ближнюю зону и искажены синусоидальными аномалиями против пласта-коллектора. Подобная картина отмечается на рис. 5. Показания нейтронного каротажа искажены влиянием диаметра ствола скважины до 2–3% по водородосодержанию. Наиболее информативны данные двойного бокового каротажа, позволяющие по приращению на зондах с высокой степенью достоверности выделять проницаемые интервалы. При наличии незначительной зоны проникновения показания большого зонда БК позволяют оценивать характер нефтегазонасыщенности.

На рис. 4 приведены результаты исследований комплексом методов радиоактивного каротажа (НКТ, ГК) и многозондового индукционного каротажа (СИК).

Замеры индукционного каротажа в меньшей степени подвержены влиянию ближней зоны ствола скважины из-за меньшей по сравнению с ВИКИЗ вертикальной разрешающей способности и использования более низких частот. Искажения отмечаются только на коротких зондах. Длинные зонды, имеющие высокую глубинность исследу-

Таблица
Основные характеристики автономных приборов

Марка прибора	Область применения	Решаемые задачи	Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Вертикальное расчленение, м	Глубина, м
1	2	3	4	5	6	7
Прибор двойного бокового каротажа автономный 2БК (БК-3+БК-5)-А	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 и определение зоны проникновения, определение УЭС пласта и зоны проникновения. Выделение коллекторов, оценка характера нефтегазонасыщенности	Зонд БК _б Зонд БК _м	0,2–5000 Ом·м 0,2–5000 Ом·м	0,15 0,15	0,80 0,33
Прибор индукционного каротажа автономный 5ИК-А	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных любым буровым раствором без магнитных добавок, с номинальным диаметром скважины до 400 мм	Выделение электрически однородных пластов и определение глубины зоны проникновения. Определение УЭС неизменной части пласта и промывной зоны. Определение продольного УЭС и оценка вертикальной анизотропии непроницаемых пластов и пластов без зоны проникновения. Оценка характера нефтегазонасыщенности	Каналы активный, реактивный ЗИ 0,3 ЗИ 0,5 ЗИ 0,85 ЗИ 1,26 ЗИ 2,05	3–2000 мСм/м	0,35–2,50	0,40–3,00

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7
Прибор радиодиагностического каротажа автономный (ЗТК+ЗННК)-А	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин диаметром 120–350 мм	Литологическое расчленение разреза. Определение ёмкостно-фильтрационных свойств и минерального состава горных пород	Водородосодержание пород, естественная гамма-активность пород	1–40%	0,80	0,20–0,40
Прибор плотностного гамма-каротажа автономный БТТК-П-А	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков открытого ствола, заполненных буровым раствором любого состава, скважин диаметром до 196 мм	Литологическое расчленение разреза. Определение коэффициентов пористости	Объёмная плотность пород	1,7–3,0 г/см ³	> 0,20	0,50
Прибор акустического каротажа автономный 4АК-А	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков открытого ствола, заполненных буровым раствором любого состава, скважин диаметром 127–216 мм	Литологическое расчленение разреза по упругим свойствам горных пород. Определение коэффициентов и типов пористости. Выделение проницаемых зон в сложно построенных коллекторах. Определение модулей упругости	Интервальное время продольной и поперечной волн	100–500 мкс/м 200–500 мкс/м	> 0,50	0,20–0,35
Прибор интегрального гамма-каротажа автономный ГК-А	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков ствола, заполненных буровым раствором любого состава с содержанием NaCl не более 300 г/м, в скважинах диаметром до 400 мм	Литологическое расчленение разреза. Определение коэффициентов глинистости	Естественная гамма-активность пород	0–250 мкР/ч	0,80	0,40

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7
Прибор акустического профилемера автономный АСПГ (9АП-А)	Для исследования сильно-пологих и горизонтальных участков ствола, заполненных буровым раствором на водной или нефтяной основе плотностью до $1,2 \text{ г/см}^3$, в скважинах диаметром 127–216 мм	Определение профиля ствола скважины по восьми внутренним радиусам в каждом поперечном сечении	Профиль ствола скважин	55–200 мм	0,10–0,20	–
Автономный инклинометр ИММН-90А (DL)	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°	– –	– –

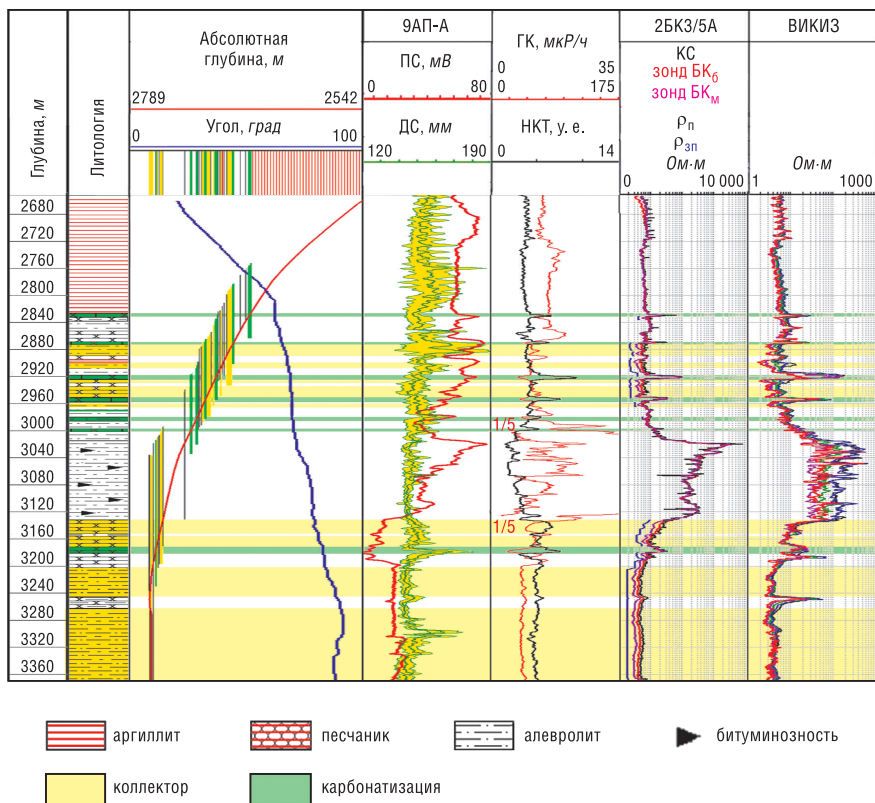


Рис. 3. Результаты исследований разреза горизонтальной скважины приборами 9АП-А и 2БК(БК-3+БК-5)-А

дований (табл.), позволяют определять сопротивление пласта незатронутой зоны практически без искажений.

На рис. 5 приведены результаты исследований комплексом радиоактивных методов нейтронного, плотностного, гамма-каротажа и ВИКИЗ+ПС. Исследования проведены в терригенном разрезе Западной Сибири.

По полученным данным максимальная информативность по выделению коллекторов достигается методом плотностного каротажа, где разница в плотности между аргиллитами и песчаниками составляет 0,1–

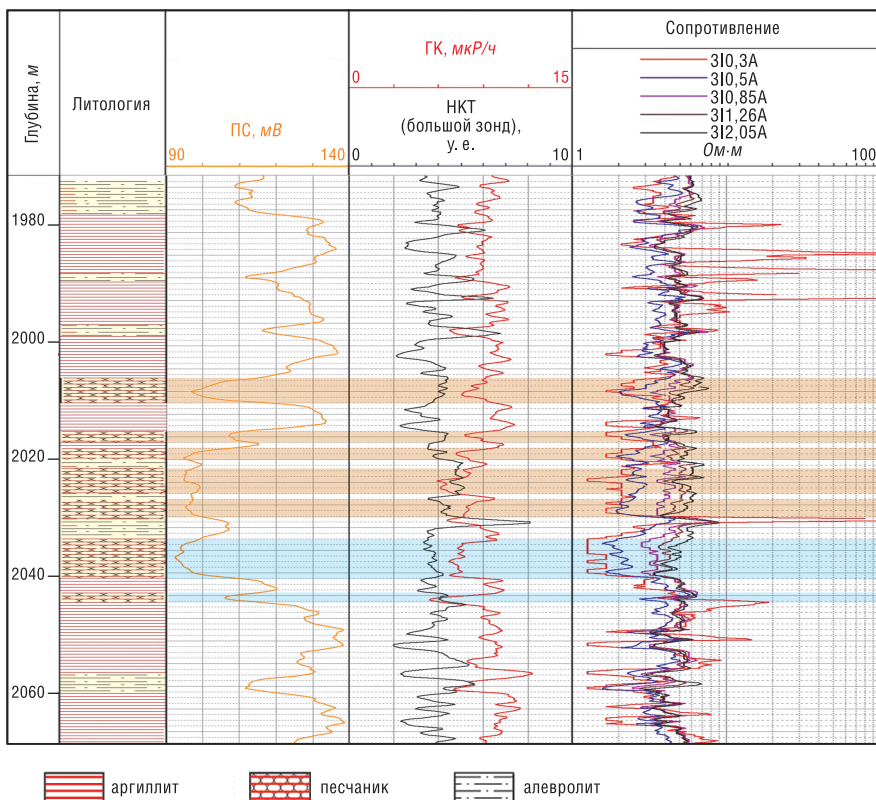


Рис. 4. Результаты исследований разреза горизонтальной скважины приборами 5ИК-А и (2ГК+3ННК)-А

0,15 г/см³, а также по результатам гамма-каротажа. Водородосодержание изменяется в незначительных пределах, имеет место погрешность определения диаметра ствола скважины. По методу ВИКИЗ выделение коллекторов затруднительно, возможно только определение ВНК. Совместная интерпретация методов нейтронного, плотностного и гамма-каротажа позволяет определить на количественном уровне общую и эффективную пористость, построить литологическую модель.

На рис. 6 приведены результаты исследований горизонтальной скважины, пробуренной в карбонатном разрезе, комплексом методов

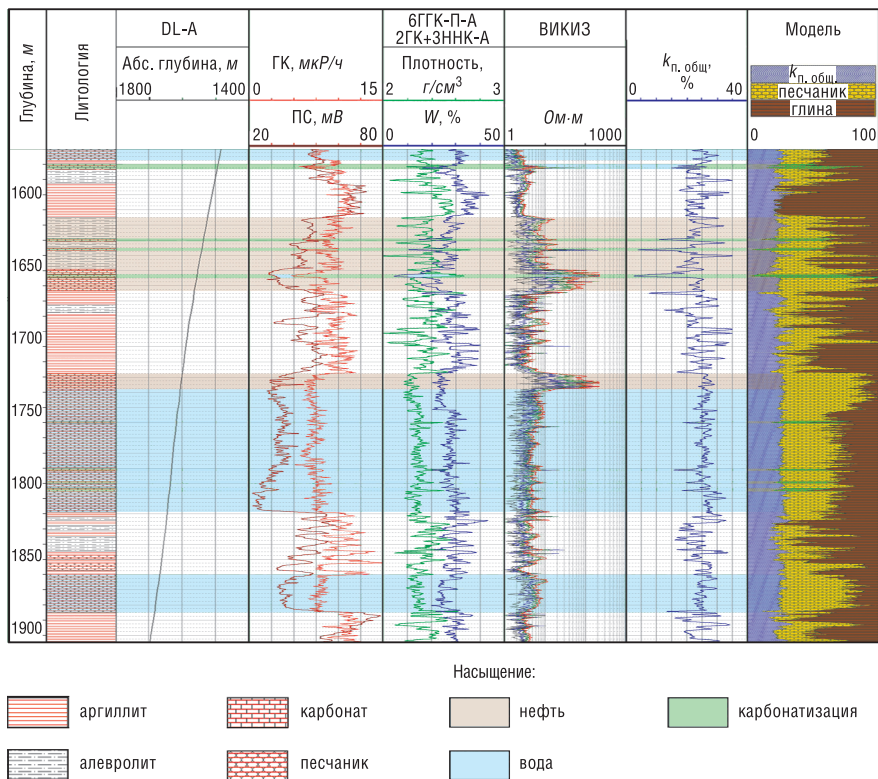
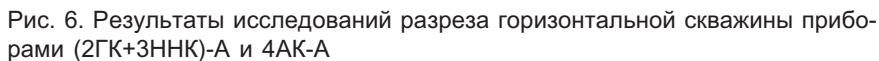


Рис. 5. Результаты исследований разреза горизонтальной скважины приборами 6ГГК-П-А и (2ГК+3ННК)-А

акустического, нейтронного и гамма-каротажа. По данным о волнах Стоунли выделены различные по проницаемости зоны разреза, определены коэффициенты и типы пористости коллекторов, произведено литологическое расчленение разреза.

Исследование методом ВИКИЗ ввиду высокого сопротивления горных пород и высокоминерализованного бурового раствора в данных условиях неэффективно. Для оценки удельного сопротивления горных пород и выделения проницаемых зон коллекторов данного типа разреза необходимо ввести в комплекс вместо методов индукционного каротажа и ВИКИЗ двойной боковой каротаж.



Основные выводы:

- создан комплекс серийных автономных приборов для исследований пологих и горизонтальных скважин;
- комплекс включает все методы, используемые в кабельном варианте для всех типов разрезов и условий проводки скважин;
- количественные и качественные параметры коллекторских свойств сопоставимы с данными, получаемыми приборами на кабеле.

Получена 17.07.08

УДК 550.832

В. А. Велижанин, В. Г. Черменский
ООО “Нефтегазгеофизика”

К ВОПРОСУ О ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА АППАРАТУРОЙ АИМС

Рассмотрены вопросы контроля качества каротажных исследований текущей нефтенасыщенности породы аппаратурой АИМС.

Ключевые слова: горные породы, нефтенасыщенность, каротаж, точность определения.

В массовом порядке в России С/О-каротаж начал применяться для решения задачи оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов с 1999 г. на базе аппаратуры АИМС. Исследования проведены в нескольких тысячах скважин. В методическом плане был пройден путь от так называемых “нормализованных отношений” [5] до “приращения кривой $<C/O>$ ” [6] и разложения спектров. В настоящее время основной для аппаратуры АИМС принята методика “приращения кривой $<C/O>$ ”, модифицированная с учетом влияния глинистости коллектора на оценку нефтенасыщенности. Такое решение было обусловлено двумя факторами: во-первых, более высокой устойчивостью алгоритма, реализующего данную методику, и более высокой технологичностью указанной методики при тех же либо меньших требованиях к точности определения неконтролируемых и слабо контролируемых условий проведения каротажа, а именно: плотности цемента, диаметра скважины, минерализации пластового флюида и т. д.; во-вторых, крайне ограниченным числом натуральных моделей пластов. Последнее условие связано с выполнением действенного контроля результатов математического моделирования показаний аппаратуры, которые в дальнейшем должны использоваться в схемах с разложением регистрируемых спектров. Поскольку ряд требований к характеристикам аппаратуры С/О-каротажа зависит от используемой методики обработки, то ниже все рассуждения будут относиться к методике “приращения кривой $<C/O>$ ”. Здесь также не будут рассматриваться погрешности оценки текущей нефтенасыщенности, обусловленные неконтролируемыми изменениями параметров ближней зоны

(диаметра скважины, толщины и диаметра обсадной колонны, плотности цемента и др.). Анализ влияния этих факторов был рассмотрен в ряде статей [1, 2, 4]. Однако с точки зрения текущего (на конкретной скважине) применения аппаратуры и выбранной методики обработки результатов измерений указанные погрешности не являются параметрами, контролирующими собственно качество проведенных каротажных исследований и их интерпретацию. Ниже рассмотрены вопросы контроля качества каротажных исследований при решении задачи оценки текущей нефтенасыщенности породы аппаратурой АИМС с позиции инструментальной погрешности метода и погрешности методики выполнения измерений и обработки их результатов.

Модель оценки текущей нефтенасыщенности коллаторов k_n в рамках методики “приращения кривой $\langle C/O \rangle$ ” и неизменности условий измерений в скважине для случая терригенных отложений (без учета глинистости) записывается в следующем виде:

$$k_{н\omega} = (\langle C/O \rangle_{\text{опор}} - \langle C/O \rangle) / DCOR, \\ k_n = k_{н\omega} \times \omega / k_{\text{п.общ}}, \quad (1)$$

$$DCOR = g \times (\sigma_n / 0,80) \times \omega / (1 - \omega) \times (c + d \times V_{\text{кар}}),$$

где ω – общее водородосодержание породы; $k_{\text{п.общ}}$ – общая пористость породы, σ_n – плотность нефти в пластовых условиях; g – коэффициент чувствительности аппаратуры к насыщению; c и d – константы палеточных зависимостей аппаратуры; $V_{\text{кар}}$ – содержание карбонатных примесей в породе. Опорная кривая $\langle C/O \rangle_{\text{опор}}$ определяется выражением

$$\langle C/O \rangle_{\text{опор}} = \langle C/O \rangle_{\text{вода}} - (\omega_{\text{вода}} - \omega) \times (A + B \times V_{\text{кар}}), \quad (2)$$

где $\langle C/O \rangle$ – отношение счетов в каналах неупругого излучения углерода и кислорода; $\langle C/O \rangle_{\text{вода}}$ – значение $\langle C/O \rangle$ в опорном, водонасыщенном пласте; $\omega_{\text{вода}}$ – водородосодержание опорного, водонасыщенного пласта; A и B – константы палеточных зависимостей аппаратуры. Кривая “карбонатности” для терригенного разреза определяется выражением

$$V_{\text{кар}} = (\langle \text{Ca/Si} \rangle - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{опор}}) / \Delta \langle \text{Ca/Si} \rangle, \\ \Delta \langle \text{Ca/Si} \rangle = D + E \times \omega, \quad (3)$$

$$\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{опор}} = \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{песч}} + C \times (\omega_{\text{песч}} - \omega),$$

где $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ – отношение счетов в каналах неупругого излучения кальция и кремния; $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{песч}}$ – значение $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ в опорном пласте песчаника; $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{опор}}$ – опорная кривая $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ для расчета “карбонатности” коллекторов; $\Delta \langle \text{Ca/Si} \rangle$ – разность значений $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ в известняке и песчанике; C, D, E – константы палеточных зависимостей аппаратуры. Здесь опущено обоснование получения модели (1–3). Оно приведено в методическом руководстве [3].

В соответствии с моделью (1–3) для расчета k_n и принятыми выше ограничениями на условия проведения измерений погрешность оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов в рамках методики “приращения кривой $\langle \text{C/O} \rangle$ ” определяется:

- погрешностью кривых $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle$, полученных по спектру зарегистрированного неупругого гамма-излучения;
- погрешностью кривой общего водородосодержания породы;
- погрешностью “палеточных зависимостей” $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ от пористости, нефтенасыщенности и состава породы, диаметра скважины и обсадной колонны;
- погрешностью геолого-технических параметров условий проведения каротажа (температура, давление, плотность нефти).

Рассматривая указанные погрешности независимыми, среднеквадратическую погрешность определения k_n можно записать в виде

$$\delta k_n = k \times ((\delta \langle \text{C/O} \rangle)^2 + (\delta \langle \text{Ca/Si} \rangle)^2 + (\delta \omega)^2 + (\delta g)^2 + \dots)^{1/2}, \quad (4)$$

где $\delta \langle \text{C/O} \rangle$, $\delta \langle \text{Ca/Si} \rangle$, $\delta \omega$, δg , ... – погрешности $\langle \text{C/O} \rangle$, $\langle \text{Ca/Si} \rangle$, ω , g и т. д. в единицах погрешности k_n .

Геолого-технические параметры всегда, а кривая водородосодержания породы чаще всего являются внешними по отношению к аппаратурно-методическому комплексу АИМС. В предположении неизменности геолого-технических условий измерений погрешность определения k_n за счет этих факторов в основном исключается используемой методикой, а именно, введением опорных по насыщению и литологии пластов. В противном случае погрешность определения k_n непредсказуема. При определении пористости погрешность измерения k_n в соответствии с (1–3) в большей степени определяется случайной составляющей погрешности определения водородосодержания породы. Величина этой погрешности примерно пропорциональна погрешности определения пористости. Систематическая составляющая погрешности определения пористости (водородосодержания)

породы в 1,5–2 раза меньше (по сравнению со случайной составляющей) влияет на погрешность определения k_n . В целом погрешность определения нефтенасыщенности коллекторов за счет этих факторов не превышает 4–5% абс.

Погрешность “палеточного обеспечения” в приведенной выше модели имеет две составляющие. Первая составляющая погрешности определяется достигнутым уровнем точности зависимостей $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ от пористости, нефтенасыщенности и состава породы, диаметра скважины и обсадной колонны. В силу ограниченного числа натуральных моделей пластов в полном объеме оценить данную погрешность не представляется возможным. Ее оценка в значительной степени носит экспертный характер и не превышает 5% абс. в пересчете на нефтенасыщенность. Вторая составляющая погрешности определяется качеством изготовления и настройки аппаратуры. Опыт производства и эксплуатации аппаратуры АИМС показал, что чувствительность к нефтенасыщенности для разных комплектов аппаратуры изменяется в диапазоне ± 10 –15% относительно некоторого среднего прибора, а чувствительность к литологии составляет ± 5 –7%. Причины такого разброса, по-видимому, комплексные. Это и неточности в изготовлении зонда, и погрешности в настройке и характеристиках спектрометрического тракта аппаратуры, и возможно, изменение параметров генератора нейтронов при используемой схеме вычитания захватного гамма-излучения. Поскольку погрешность чувствительности к литологии связана с погрешностью определения k_n в рассматриваемой методике коэффициентом, равным примерно 0,2 [3], то в рассматриваемой технологической схеме не предполагается периодического контроля данного параметра. В случае чувствительности к нефтенасыщенности g оцениваемое значение k_n просто обратно пропорционально значению этого параметра. Неучет данного фактора приводит к ошибке определения нефтенасыщенности в 10–15% отн., что потребовало ввода в технологическую схему работы с аппаратурой АИМС периодического определения и контроля параметра чувствительности к насыщению на метрологической установке и учета результата измерений в последующих этапах обработки. В целом погрешность “палеточного обеспечения” в приведенной выше модели расчета нефтенасыщенности и используемой технологической схеме не превышает 5–7% абс.

Погрешность кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ определяется, прежде всего, статистической погрешностью измерений, параметрами спектро-

метрического тракта (линейностью и точностью энергетической шкалы, энергетическим разрешением) и лишь потом алгоритмом расчета $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$. Поскольку составляющие погрешностей кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ являются независимыми, то собственно погрешности $\delta\langle C/O \rangle$ и $\delta\langle Ca/Si \rangle$ можно рассматривать как среднеквадратические. Влияние алгоритмов расчета кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ и параметров спектрометрического тракта исследовалось как по результатам реальных измерений аппаратурой АИМС, так и на материалах математического моделирования [1–4]. Результаты этих работ, с одной стороны, определили требования к параметрам спектрометрического тракта и алгоритмам расчета кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$, а с другой стороны, позволили выработать технологическую схему работы с аппаратурой АИМС – от настройки до решения конечной задачи. Суть этих требований состоит в следующем [6]:

- на базе геофизического предприятия с определенной периодичностью выполняется настройка/калибровка аппаратуры, которая включает:
 - выставление энергетической шкалы;
 - контроль линейности шкалы энергий и разрешения аппаратуры;
 - контроль/измерение чувствительности аппаратуры;
 - контроль/настройку выхода генератора нейтронов;
 - запись опорных спектров в калибровочной установке с известными характеристиками. Пример протокола базовой калибровки аппаратуры АИМС приведен в табл.;
- при проведении измерений в скважине энергетическая шкала аппаратуры автоматически выставляется и в течение всего каротажа удерживается в соответствии с энергетической шкалой записанного опорного спектра;
- на этапе обработки результатов измерений в скважине проводятся:
 - повторная точная привязка энергетической шкалы зарегистрированных спектров к энергетической шкале опорного спектра;
 - выделение гамма-спектров неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов, очищенных от взаимного наложения;
 - расчет кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$.

На все указанные технологические этапы определены и выставлены требования с позиции определения текущей нефтенасыщенности, которые приведены в методическом руководстве [3]. Выполнение этих

Таблица

Пример протокола базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП

ПРОТОКОЛ	
базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП	
Организация:	
Дата проведения калибровки: 28-01-07	
Номер калибруемой аппаратуры: 16	
Калибруемый зонд – ИНГКС-С/О	
Используемое оборудование:	
– калибровочная установка номер	1
– генератор нейтронов номер	074528
Результаты калибровки:	
– отношение каналов углерод/кислород в воде, отн. ед.	0,49
– погрешность отношения <COR> в воде, %	1,2
– отношение каналов кальций/кремний в воде, отн. ед.	1,38
– погрешность отношения <LIRI> в воде, %	0,8
– скорость счета в захватном канале, <i>имп/с</i>	24 251
– скорость счета в неупругом канале, <i>имп/с</i>	31 023
– сечение захвата нейтронов, с. и.	26,6
– отношение каналов углерод/кислород в нефти, отн. ед.	0,93
– погрешность отношения <COR> в нефти, %	1,2
– отношение каналов кальций/кремний в нефти, отн. ед.	1,37
– погрешность отношения <LIRI> в нефти, %	0,8
– чувствительность аппаратуры по углероду, %	50,7
– энергетическая чувствительность, <i>кэВ/канал</i>	36,1
– линейность энергетической шкалы, %	98,9
– разрешение спектрометрического канала, %	10,8
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
Модуль АИМС-СП номер 16 годен к эксплуатации	
Следующая калибровка должна быть проведена не позднее	28-04-07
Исполнители: _____	

требований позволяет минимизировать ошибку определения нефте-насыщенности за счет рассматриваемых факторов до 3–5% абс. в пересчете на k_H .

В целом суммарная, но без учета статистики, среднеквадратическая погрешность определения нефтенасыщенности при выполнении всех требований технологии работ с аппаратурой АИМС составляет 7–9%. Статистическая погрешность кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ определяется статистической погрешностью счетов в “окнах” углерода, кислорода, кальция и кремния, полученных интегрированием спектра гамма-квантов неупругого рассеяния нейтронов. При выходе генератора нейтронов на уровне $6-8 \times 10^7$ н/с и используемых в аппаратуре АИМС детекторах гамма-квантов типичная скорость счета в перечисленных “окнах” изменяется от 600–800 имп/с (для углерода) до 2000–2400 имп/с (для кальция). При указанных выше скоростях счета в “окнах” для обеспечения суммарной погрешности (приведенной к пласту мощностью 1,5 м) определения нефтенасыщенности не выше 10% *скорость каротажа при двукратном проходе интервала исследований не должна превышать 45–55 м/ч.*

Резюмируя сказанное выше, можно выделить следующие направления работ для снижения погрешности определения нефтенасыщенности аппаратурой АИМС, а именно:

- уточнение и расширение объема палеточного обеспечения аппаратуры, что прежде всего требует заметного *расширения существующего парка аттестованных натурных моделей пластов*, если не для построения палеток, то хотя бы для контроля и привязки результатов математического моделирования;
- повышение термостабильности спектрометрического тракта аппаратуры и особенно в направлении *сохранения линейности энергетической шкалы* при изменении температуры, контролировать и тем более корректировать которую (линейность) в процессе каротажа и после его выполнения не всегда представляется возможным;
- совершенствование метрологического контроля аппаратуры АИМС и в целом технологии проведения работ;
- совершенствование либо разработка методики, *менее чувствительной к параметрам ближней зоны* (диаметру скважины, плотности цемента, толщины обсадной колонны и др.).

Есть и другие направления исследований, но приведенные выше являются основными для решения задачи повышения точности определения нефтенасыщенности коллекторов аппаратурой АИМС. Необходимость работы по расширению объема и уточнению палеточного обеспечения касается всех типов используемой отечественной

аппаратуры С/О-каротажа, а необходимость совершенствования метрологического обеспечения относится ко всей эксплуатируемой отечественной аппаратуре. Однако в последнем случае возможны различия в подходах и требованиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велижанин В. А., Лобода Н. Г., Меженская Т. Е. и др. Некоторые вопросы методического обеспечения аппаратуры АИМС при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов // Геофизический вестник. 2003. № 12. С. 10–16.
2. Велижанин В. А., Лобода Н. Г., Черменский В. Г. Исследование погрешности определения нефтенасыщенности коллекторов по данным С/О-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2–4. С. 144–153.
3. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) // МИ 41-17-1399-04. Тверь: Нефтегазгеофизика. 2004.
4. Лобода Н. Г., Велижанин В. А., Черменский В. Г. Определение содержания карбонатных примесей в терригенных породах по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 2. С. 38–45.
5. Caldwell R. L., Mills W. R., Hickman J. B. Gamma-radiation from inelastic scattering of 14 MeV neutrons by common earth elements. Nucl. Sci. and Eng. 1960. Vol. 8. N 3. P. 173–178.
6. Jacobson A., Ethridge R. and Simpson G. A new small-diameter, high-performance reservoir monitoring tool. SPWLA 39th Annual Logging Symposium. May 26–29. 1998.

Получена 11.08.08

УДК 550.832

Э. Р. Хаматдинова
ООО "Нефтегазгеофизика"

ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ ЭФФУЗИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Приведены количественные и качественные критерии литологического расчленения вулканогенных разрезов Западной Сибири, проанализирована эффективность стандартного комплекса ГИС при решении данной задачи.

Ключевые слова: эффузивные отложения, литотипы пород, керновые данные, геофизические методы.

Вулканогенные коллекторы в разрезах Западной Сибири

При разведочном бурении пород фундамента доюрского возраста в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выявлены значительные залежи нефти в вулканогенных коллекторах. Доюрский эффузивный комплекс датируется триасово-пермским возрастом.

По результатам исследования керна вулканогенные породы представлены мощной толщей эффузивных коллекторов кислого, среднего и основного состава. Кислые породы представлены переслаиванием трахитовых, дацитовых, риолитовых, риодацитовых лав, туфов, лавобрекчий, риодацита и трахириодацита, кластолав, перлита, пемз и гидротермально преобразованных пород типа кластита. Основные породы в основном представлены базальтами и амфиболитами.

Первоочередной задачей геофизических исследований скважин (ГИС) при разведочном и эксплуатационном бурении является разделение пород на литотипы с целью выявления перспективных интервалов для освоения и разработки. Решение поставленной задачи производится на основе лабораторных определений физических свойств керна пород и данных ГИС. Зная (по керну) минералогический состав и физические свойства породообразующих минералов исследуемых пород, можно построить палеточные зависимости (для методов определения по ГИС литологии и пористости – АК, ГГК, ННК) и определить физические свойства этих пород (акустические,

радиоактивные). По полученным данным рассчитывается процентное содержание каждого литотипа.

В отличие от осадочных эффузивные породы, обладающие коллекторскими свойствами, имеют близкий минералогический состав и различаются в большинстве случаев по структурным признакам, что не дает возможности провести литологическое расчленение разреза, используя стандартный комплекс. Однако разнообразие структуры эффузивных пород взаимосвязано с различием их физических свойств, и решение поставленной задачи возможно расширенным комплексом ГИС.

Возможности литологической диагностики эффузивных коллекторов по петрофизическим данным

Необходимость литологического расчленения вскрываемой толщи разреза связана с наличием продуктивных коллекторов в определенных типах пород, имеющих сложное строение. Минералогический состав эффузивных пород и разнообразие морфологии их емкостного пространства достаточно детально определены лабораторными исследованиями керна [5].

По результатам исследования шлифов можно сделать вывод о том, что емкостные пространства лав и туфов отличаются. В лавах присутствуют емкости разгазирования (первичные) и емкости перлитизации и выщелачивания (вторичные). Перлитизация ведет к образованию трещин в породе, а процессы выщелачивания носят гидротермальный характер и ведут к образованию каверн. Таким образом, в лавах емкостное пространство представлено трещинами либо трещинами и кавернами. Наряду с этим в определенных типах пород отмечается наличие закрытых пор и залеченных вторичными минералами трещин. В туфовых разностях емкостное пространство формируется за счет неплотной упаковки частиц и их спекания. Вторичные процессы в этих породах протекают более интенсивно, чем в других. В шлифах наблюдаются емкости разной формы, а также следы выщелачивания, за счет чего поры становятся фильтрующими.

В силу ограниченности стандартного комплекса ГИС возникла необходимость использования для литологического расчленения эффузивных пород различных приемов обобщения результатов ГИС,

данных анализа керна, а также математического моделирования методом Монте-Карло данных нейтрон-нейтронного каротажа.

Обобщены результаты исследований 2600 образцов керна и данные ГИС по 26 скважинам. Исследуемая толща составляла от 100 до 600 м. Рассматривались физические параметры, которые можно оценивать методами ГИС: это водородосодержание, общая и минералогическая плотности, скорости продольных и поперечных волн.

При отсутствии данных о водородосодержании образцов пород и определений акустических характеристик были проанализированы объемная и минералогическая плотности, определенные по керну. Результаты представлены на рис. 1. Относительно выдержанный состав кислых эффузивных пород определяет стабильность их минералогической плотности. Для всех разновидностей пород среднее значение минералогической плотности составляет $2,64 \text{ г/см}^3$.

При относительно постоянстве минерального состава эффузивов кислого состава [6] наблюдаются отличия по значениям объемной плотности в пределах $2,2\text{--}2,55 \text{ г/см}^3$ (в зависимости от литотипов) с

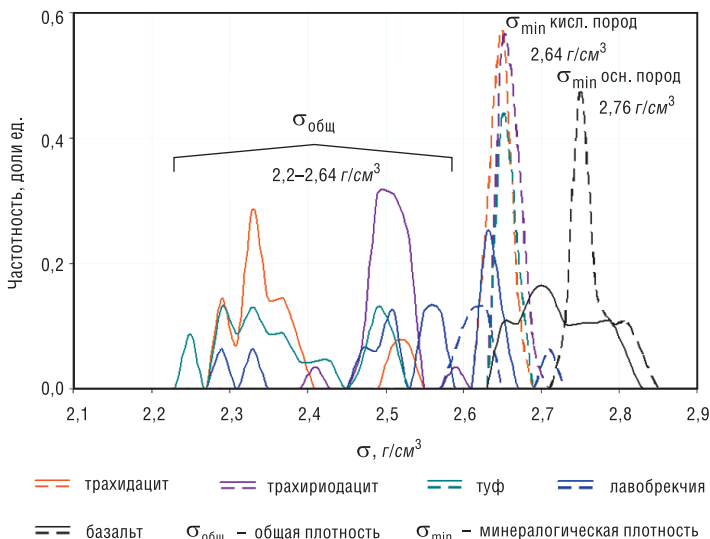


Рис. 1. Зависимости минералогической σ_{min} и общей $\sigma_{\text{общ}}$ плотностей от минерального состава эффузивных пород [4]

частичным перекрытием диапазонов изменения. Это может быть связано со сложной структурой емкостного пространства и переслаиванием пород (что подтверждается описанием керна). Основные породы относятся к более плотным с минералогической плотностью $2,76 \text{ г/см}^3$, значения общей плотности изменяются в пределах $2,65\text{--}2,85 \text{ г/см}^3$.

Анализ керновых данных показывает, что параметр плотности может быть весьма информативен для решения поставленной задачи при условии, что будет учитываться структура емкостного пространства изучаемых пород.

Поскольку данных о водородосодержании исследованных образцов керна нет, для изучения пород, слагающих разрез, было проведено математическое моделирование по методу Монте-Карло. Получены распределения водородосодержаний для пород разного минералогического состава (табл. 1) и общей пористости (рис. 2, а). По значениям водородосодержания слагающие эффузивную толщу кислые породы различаются между собой незначительно, что объясняется близким химическим составом и практически одинаковой минералогической плотностью этих пород. Значительные отличия наблюдаются для средних и основных пород и для перлитов.

Дополнительно был выполнен статистический анализ для определения по литотипам пород средневероятных значений водородосодержания, полученных в результате ГИС (рис. 2, б). Для этого результаты обработки геофизических данных по разрезу сопоставлялись с результатами исследования керна (полевыми и лабораторными) и породы были разделены условно на пять литотипов.

Отмечается закономерное смещение значений водородосодержания в сторону увеличения от плотных к измененным породам в зависимости от типа и структуры емкостного пространства. С большей степенью вероятности возможно выделение неизменных пород, не имеющих коллекторов. Можно сказать, что увеличение водородосодержания – качественный признак разделения пород по литотипам и коллекторским свойствам.

Лабораторных определений акустических свойств эффузивных пород не проводилось. Было проведено сопоставление (по 13 скважинам) значений интервальных времен продольной (Δt_p) и поперечной (Δt_s) волн со значениями общей пористости, рассчитанными по комплексу ННК-ГГК-АК (рис. 3). Из рис. 3 видно, что Δt_p и Δt_s для разных скважин отличаются друг от друга, что наводит на мысль о воз-

Таблица 1
Основные усредненные характеристики изверженных (вулканогенных) пород [1, 2, 3]

	Порода	Плотность, $\frac{г}{см^3}$	Химический состав, %						Структура	Цвет
			SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MgO	CaO	Na ₂ O K ₂ O	
Кислые (pH < 7)	Риолит (липарит)	2,64	73	13	1,4	1	0,5	1,2	7,9	От белого до красного
	Перлит (вулканическое стекло)	2,64	72	13	0,5	1		1	4,0	Вулканическое стекло
	Риодацит (гранит)	2,65	70	14,5	1,6	1,8	0,9	2	7,6	Массивная
	Дацит	2,66	66	16,5	2,4	1,9	1,4	3,5	6,7	Стекловидная
	Гранодиорит (аналог дацита в вулканогенных отложениях)	2,66	65	16,8	0,3–1,7	1,3–2,6	1,1	3,3	7,4	От крупнозернистой до массивной
Средние (pH ≈ 7)	Трахит	2,63	63	16,5	2,9	1,8	0,8	2,0	10,3	Порфировая
	Андезит	2,68	60	17	3,3	3,1	2,7	5,8	3,3	Порфировая
										Белый, серый, желтоватый
										Серо-черный с зеленым оттенком

Окончание таблицы 1

	Порода	Плотность, $\frac{г}{см^3}$	Химический состав, %							Структура	Цвет
			SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MgO	CaO	Na ₂ O K ₂ O		
Основные (pH > 7)	Диорит	2,92	57	16,6	3,1	4,4	4,1	6,7	3,2	Массивная	Зеленовато-серый
	Долерит (в траппах)		48	до 17	5	4-9	7	8	3,5	Массивная	Темно-серый
	Базальт (аналог габбро, эффузивный аналог долерита)	2,78	49-46	15,7	5,4-3	6,4-9	6,2-9	9,0	4,5	Массивная	Темный до серого

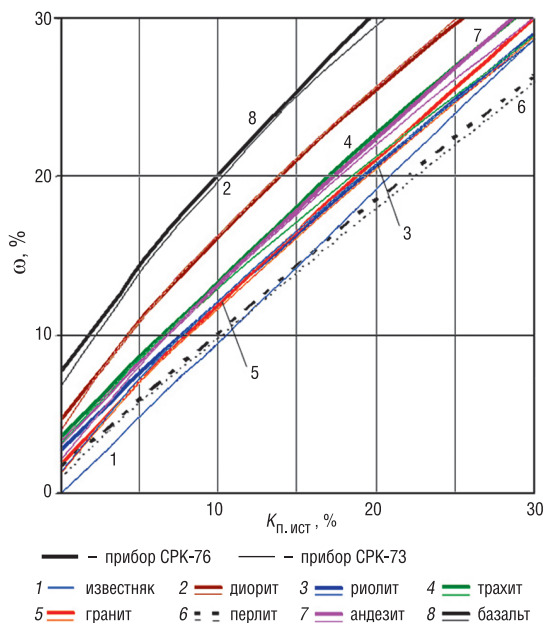


Рис. 2, а. Зависимость показаний аппаратуры типа СРК от состава и общей пористости эффузивных пород [4]

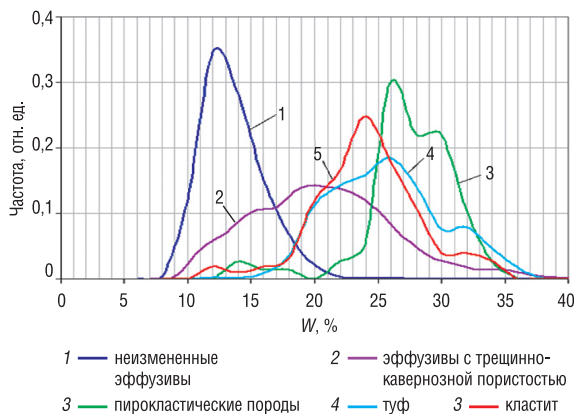


Рис. 2, б. Распределения водородосодержания (W) для различных литотипов кислых эффузивных пород

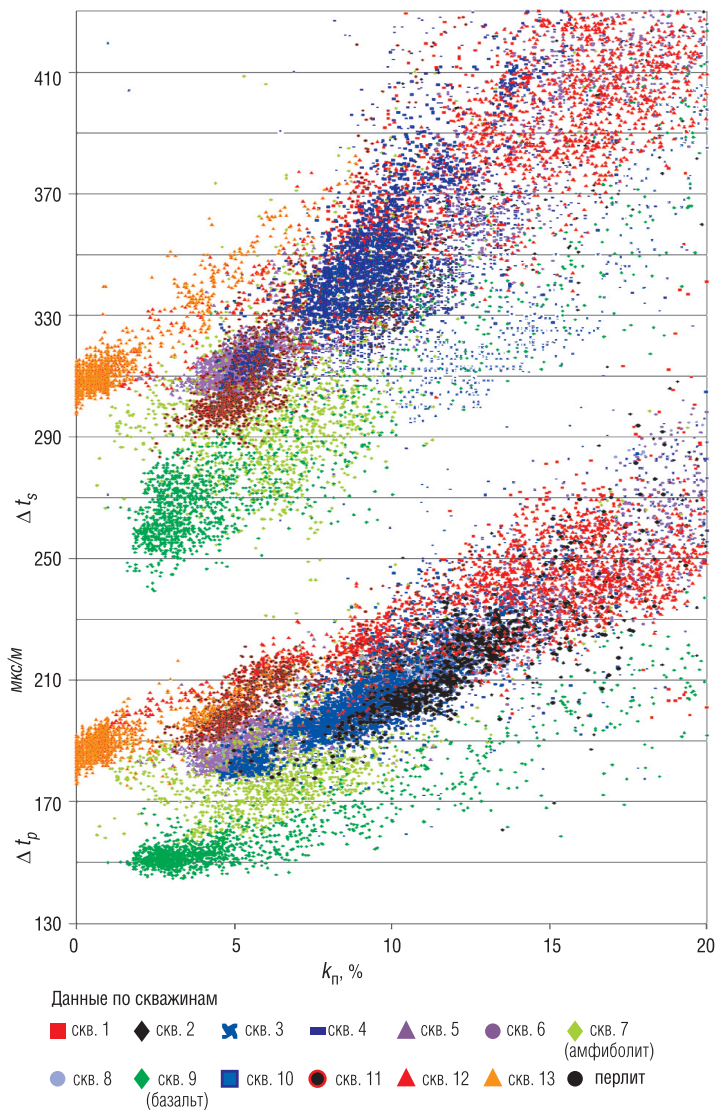


Рис. 3. Сопоставление значений интервальных времен продольной (Δt_p) и поперечной (Δt_s) волн со значениями общей пористости, рассчитанными по комплексу ННК-ГГК-АК [4]

возможности разделения эффузивных пород на литотипы по данным акустического каротажа. Четко выделяются породы основного состава – базальты и амфиболиты.

Количественные критерии разделения литотипов пород

Из приведенных данных видно, что каждый рассмотренный физический параметр (плотность, водородосодержание, скорости продольных и поперечных волн) обладает определенной разрешающей способностью при определении литотипов пород. Наряду с этим каждый отдельно рассмотренный физический параметр имеет существенные ограничения. По отдельным литотипам имеют место значительные перекрытия по значениям их физических свойств в зависимости от структуры емкостного пространства. Указанные ограничения существенно снижаются при комплексном сопоставлении полученных данных.

Большинство необходимых физических параметров с необходимой точностью и детальностью определяются по данным ГИС. Использование результатов геофизических скважинных исследований позволяет по достаточно большой статистической выборке определить количественные показатели, позволяющие с большой степенью вероятности выделить основные типы эффузивных пород, перспективных на наличие коллекторов.

Чтобы разделить породы по литотипам, необходимо найти количественные критерии. С этой целью был проведен статистический анализ физических параметров, измеряемых методами ГИС. Анализ сводился к построению двумерных сопоставлений полученных данных. Результаты полученных данных и объем статистических исследований приведены в табл. 2 и представлены на рис. 4.

Прежде всего были проведены сопоставления значений общей плотности, водородосодержания и скорости продольных волн. При подобном сопоставлении видно, что только комплексное изучение подобных связей в различных сочетаниях позволяет с достаточно высокой вероятностью выделять основные литотипы эффузивных пород, слагающих разрез. При сопоставлении параметров (σ , г/см³, ω , %) (рис. 4, б) однозначно выделяются неизменные плотные кислые эффузивы (область 1), базальты (область 3), трещинно-кавернозные эффузивы (область 5) и кластиты (область 4). Неоднозначно разделяются туфы и лавобрекчии (область 2, б). При сопоставлении параметров Δt_p и σ , г/см³

Таблица 2

Средневероятные показатели физических параметров
при литологическом расчленении эффузивных пород

Литотипы пород	Количество исследованных скважин	Количество определенных	Средние значения геофизических параметров			Пределы изменения параметров		
			Δt_p , мкс/м	ω , %	σ , г/см ³	Δt_p , мкс/м	ω , %	σ , г/см ³
Эффузивы неизмененные	10	5725	210	12	2,5	190–215	8–15	> 2,5
Эффузивы трещинно-кавернозные	10	4570	235	18	2,4	220–270	12–27	2,25–2,45
Пирокластические породы (лавобрекчии, туфоконгломераты)	8	1445	280	> 27	2,27	> 270	> 27	< 2,25
Туфы	6	863	258	25	2,4	240–280	20–26	2,28–2,5
Кластиты	2	228	250	24	2,62	230–260	20–26	2,5–2,7
Базальты	9	117	180	8	2,7	170–190	4–10	2,65–2,8

(рис. 4, в) туфы и лавобрекчии выделяются с высокой степенью вероятности, недостаточно однозначно выделяются плотные и трещинно-кавернозные эффузивы. Из представленных данных наименее информативны сопоставления Δt_p и σ , г/см³. Достаточно высокая эффективность разделения литотипов достигается лишь для однородных пород. В случае переходных разностей пород эффективность значительно снижается.

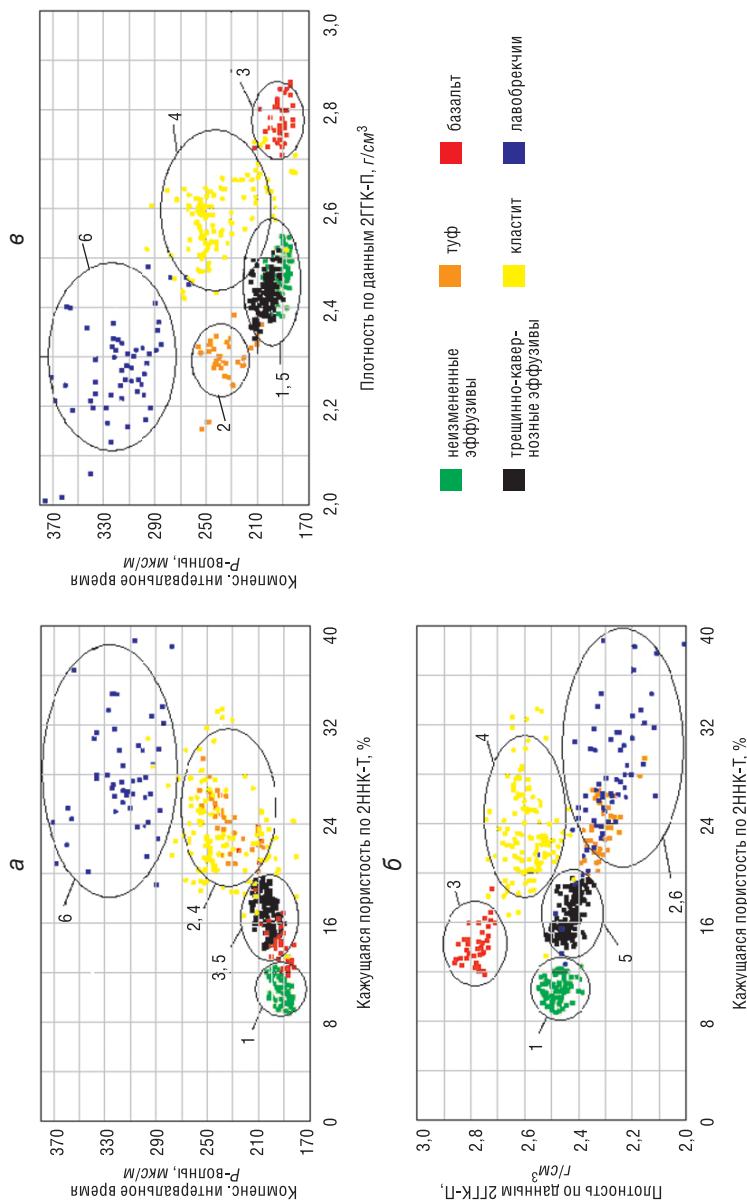


Рис. 4. Сопоставление геофизических параметров для различных литотипов пород, определенных по керну

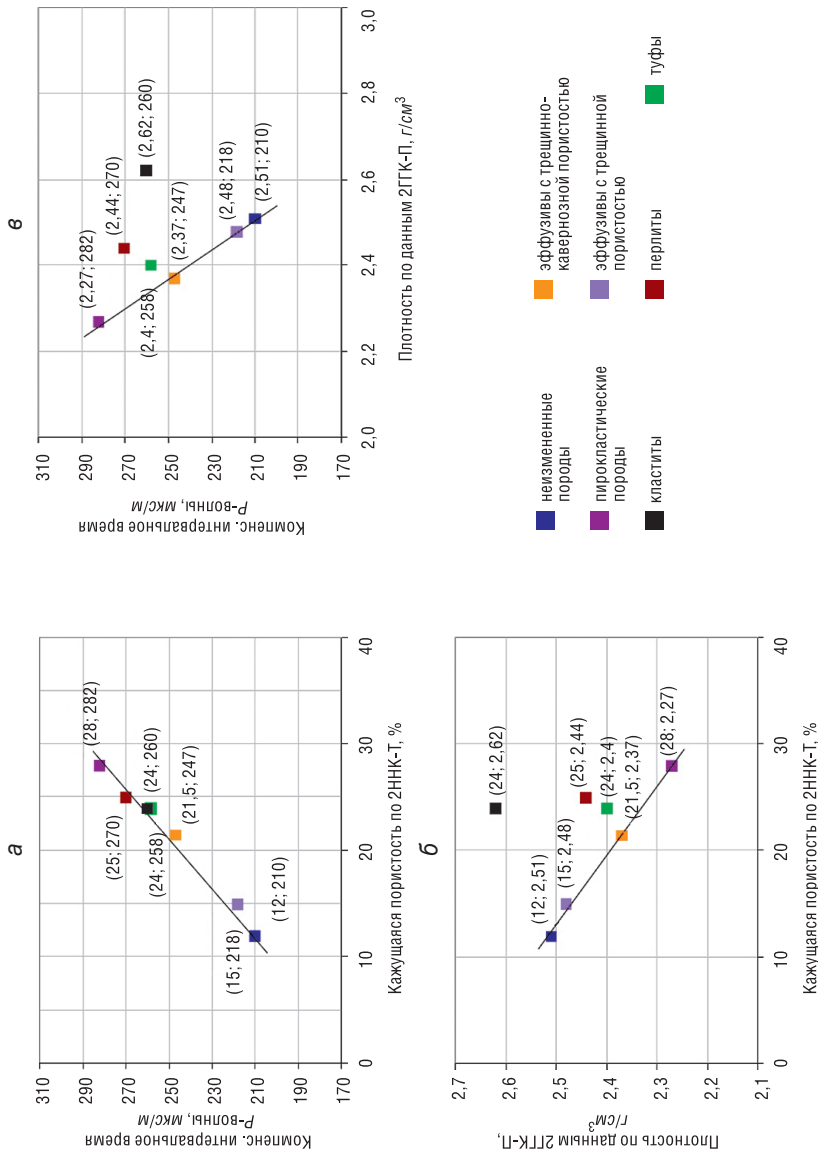


Рис. 5. Средневероятные значения водородосодержания, общей плотности и скорости продольных волн

С целью нахождения количественных критериев разделения пород по литотипам на основе измеряемых методами ГИС физических параметров проведен статистический анализ полученной информации. Средние значения и пределы изменений величин водородосодержания, плотности и скоростей продольных волн приведены в табл. 2 и на рис. 5. По полученным данным вероятность разделения указанных однотипных пород по литотипам достаточно высока и составляет порядка 80% для трещинно-кавернозных эффузивов, туфов и лавобрекчий и близка к 100% для базальтов, плотных эффузивов и кластитов.

Полученные данные опробованы при интерпретации результатов ГИС по скважинам с отбором керна и подтверждаются результатами исследования по выделению приточных интервалов. По большинству скважин получены удовлетворительные результаты. Выделенные по ГИС литотипы пород совпадают с кеновыми данными.

Результаты применения полученных количественных критериев (для физических параметров) приведены на рис. 6. В приведенном разрезе выделено несколько литотипов пород, в том числе перспективных на наличие коллекторов. Выделенные по ГИС литотипы совпадают с кеновыми данными. В перспективных отложениях получены стабильные притоки нефти и воды (по данным промысловых геофизических исследований).

Результаты и выводы

Первоочередной задачей ГИС при разведочном и эксплуатационном бурении является разделение пород на литотипы по данным комплекса методов с целью выделения перспективных интервалов для освоения и разработки.

- Строение емкостного пространства кислых эффузивных пород существенно зависит от их литотипа, что подтверждается многочисленными лабораторными исследованиями кенового материала.
- Для выявления перспективных литотипов пород необходимы количественные и качественные критерии. Современные методы промысловой геофизики при комплексном изучении разрезов скважин позволяют решать поставленную задачу.
- Приведенный анализ результатов лабораторных исследований керна и методов ГИС позволил оценить величины и пределы из-

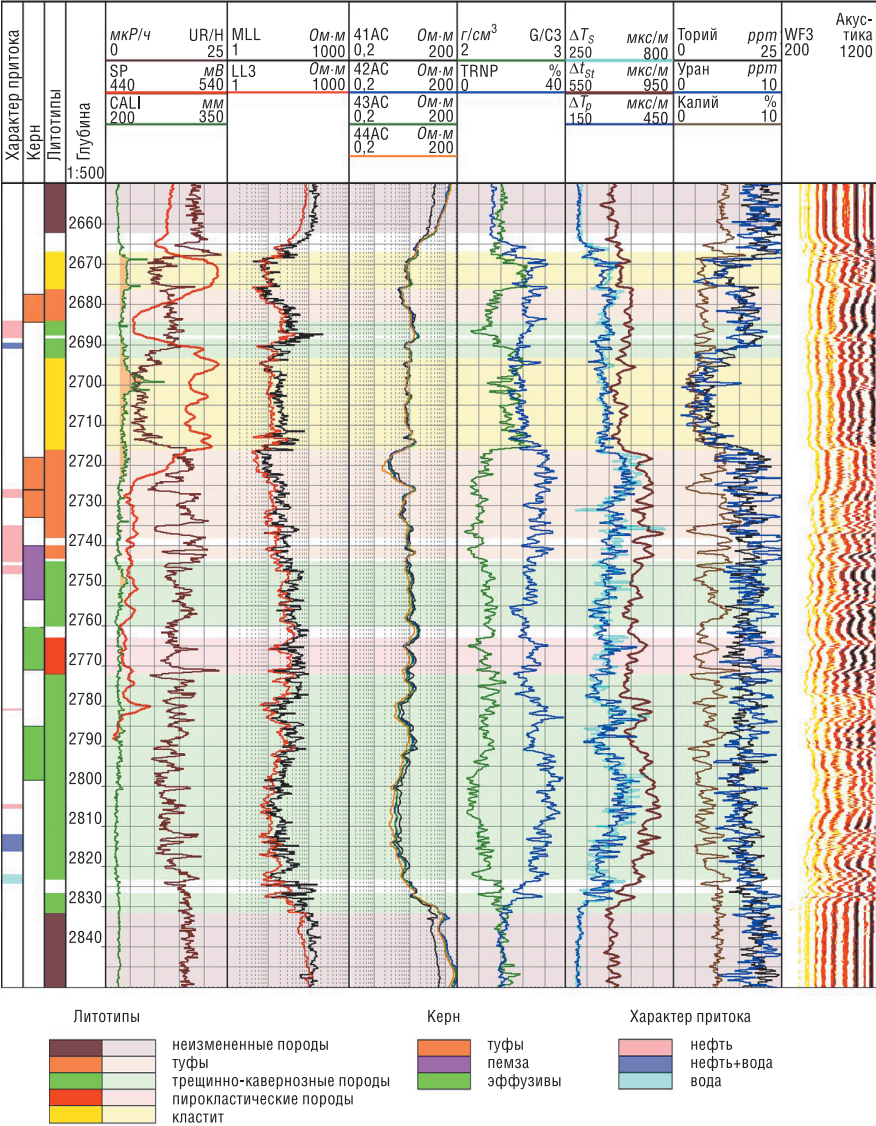


Рис. 6. Литологическое расчленение эффузивного разреза по данным ГИС

менения количественных критериев по определенным физическим свойствам пород для литологического расчленения разреза и выбор перспективных интервалов для опробования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологический словарь. М.: Недра. Т.1–2. 1973.
2. Горная энциклопедия. М.: Сов. энциклопедия. Т. 1–5. 1984–1991.
3. *Заварицкий А. Н.* Изверженные горные породы. М: Изд. Академии наук СССР, 1956.
4. Отчет ООО “Нефтегазгеофизика” для ОАО “Сургутнефтегаз” “Совершенствование методики количественной интерпретации данных ГИС триасовых отложений Рогожниковского месторождения”. г. Тверь-Сургут, 2008.
5. Отчет “СургутНИПИнефть”, Тюменское отделение “Результаты изучения керна по скважине 735 Рогожниковского лицензионного участка”. г. Тюмень, 2004.
6. Петрология магматических и метаморфических пород. Л.: Недра, 1973. Исследования керна из скважин Рогожниковского месторождения (колонка минералогической плотности).

Получена 06.08.08