

Производственный опыт

УДК 550.832

В. Ф. Козяр, Н. В. Козяр, А. Н. Волнухин
ООО “Нефтегазгеофизика”

ОПЫТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД И КОЛЛЕКТОРОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ (НА ПРИМЕРЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РАЗРЕЗОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)

Показано, что по первичным материалам комплекса ГИС можно оперативно получить те же самые характеристики горных пород, потенциальных коллекторов нефти и газа, что и по результатам последующих анализов отобранного керна. Обосновывается право интерпретаторов материалов ГИС именовать себя, по их желанию, инженерами-петрофизиками.

Ключевые слова: петрофизика, каротаж, горные породы, минералогический состав, пористость, проницаемость.

Вместо введения

В одной из последних публикаций [2] глубокоуважаемый автор настоящей публикации Борис Николаевич Еникеев напрочь отказывает геофизикам-интерпретаторам именоваться на западный манер инженерами-петрофизиками. Не исключено, что бичевание “бездумных” специалистов, поддавшихся “стараниям западных редакторов”, объясняется тем, что Б. Н. Еникеев рассматривает только одну, но важную составляющую петрофизики – корреляционные связи между физическими свойствами пород и их петрографо-структурными параметрами. Эту тему он развивает в преобладающей части своих работ [3, 4, 11], иногда доводя до крайности. Например, в [5]

под термином “петрофизика” понимается только изучение пород по выбуренному керну и аппроксимация результатов исследований функциональными зависимостями, позволяющими придать полученным корреляционным связям физический смысл. Не обошлось и без упрека в адрес “западной” терминологии, включающей в петрофизику геофизические исследования скважин (ГИС).

Существует и имеет право на жизнь другое мнение на отрасль науки “петрофизика”. По определению самих авторов – это “прикладная наука о Земле, находящаяся на стыке геологии, геофизики и физической химии... Целью петрофизики является получение информации о составе, строении, происхождении горных пород”. Шире это понятие развито в [6]: “Свойства пород исследуются в массиве геологическими, геофизическими и космофизическими методами, а также (!) в лабораторных условиях путем определения физических параметров пород при высоких давлениях и температурах. Между физическими свойствами горных пород (плотностью, пористостью, упругими, электрическими, магнитными, ядерными и др.) и петрографо-структурными параметрами существует корреляционная связь, которая выявляется путем петрофизического анализа”. Еще откровеннее эта мысль высказана в [1]: “Петрофизика – наука геологического цикла, изучающая связь физических свойств горных пород с их минеральным составом, структурой и условиями формирования. Петрофизика, возникнув на базе геофизических исследований (!), тесно связана с физикой твердого тела, экспериментальной петрографией и минералогией, инженерной геологией и тектоникой, с учением о полезных ископаемых”.

Приверженцы “керновой петрофизики” признают только один источник информации. Адепты другого мнения считают, что любые сведения об изучаемом объекте вносят свою лепту в знание природы и свойств горных пород.

Не стараясь агитировать за то или иное содержание термина, покажем на примере сложнопостроенного геологического объекта возможности ГИС для изучения свойств пород (физических и коллекторских), которые как бы монополизированы специалистами по исследованию керна.

Объект изучения

Известные в настоящее время петрофизические зависимости, корреляционные по сути, но имеющие физический смысл, построе-

ны для мономинеральных пород. Если минеральный состав пород-коллекторов усложняется (например, они представлены сочетанием кварцевых и полевошпатовых песчаников с непостоянным составом цемента), то установленные зависимости справедливы только для того объекта (горизонта, пласта), из которого отобран керн. Применение этих зависимостей для других объектов ограничено или вовсе не имеет практического значения, так как эти объекты могут содержать другие соотношения тех же или каких-то третьих компонентов. Прямое применение полученных зависимостей для более сложных объектов вообще теряет какой-либо смысл. Примером таких сложно-построенных разрезов и коллекторов могут служить осадки кембрийской, вендской и рифейской систем Непско-Ботуобинского поднятия (Восточная Сибирь), содержащие громадные запасы углеводородов.

Продуктивная часть разреза представлена подсолевыми карбонатными и терригенными отложениями. Карбонатная часть толщиной 350–400 м залегает непосредственно под залежами солей; содержит три продуктивных горизонта – два осинских в кровле и преобразованный в нижней части, за которым следуют терригенные осадки. Преобладающую часть объема составляют доломиты, прослоями известковые, ангидритизированные и глинистые; встречаются пласты чистых ангидритов, галитов и известняков. Доломиты преимущественно обломочные, подчиненно тонкозернистые хемогенные, сцементированы доломитовым, ангидритовым, доломитово-битумным и глинисто-битумным цементами. Доломитовые зерна и обломки в основном светлые за счет рассеянных ангидрита и кварцита. Объемные содержания доломита в породе от 50 до 100%; ангидритов, галитов и известняков – до 25–40% каждого. Коллекторы преимущественно неглинистые, обладают порово-каверновым типом порового пространства. Каверны часто заполнены ангидритом или галитом; открытая кавернозность составляет первые проценты, редко превышает 10%. Каверны заполнены пластовым флюидом; нефтью и газом в продуктивной части разреза. Трещиноватость коллекторов – подчиненная. Трещины в основном субгоризонтальные, стандартного раскрытия – десятки микрометров, частично залеченные галитом, ангидритом, доломитом и битумом.

В терригенном разрезе коллекторы приурочены к четырем продуктивным горизонтам. Литологически наиболее однороден верхний ботуобинский горизонт, покрывкой которого служат плотные неп-

роницаемые, иногда слабоглинистые доломиты. Он сложен кварцевыми песчаниками с отдельными тонкими прослоями аргиллитов, углефицированных битумов и полевых шпатов. Горизонт содержит редкие крупные вертикальные трещины, залеченные ангидритом или галитом. Цемент глинистый, глинисто-галитовый, реже галитовый. В разрезах отдельных скважин песчаники сильно карбонатизированы, их коллекторские свойства пренебрежимо малы.

Песчаники трех последующих горизонтов построены более сложно. В хамакинском горизонте они также преимущественно кварцевые, средне- и крупнозернистые, ангидритизированные. Доля полевошпатовых и аргиллитовых прослоев составляет 5–15%; толщины прослоев изменяются от единиц до 50 мм. Повсеместно встречаются пятна и линзы (размером до 2–3 мм) ангидритов и аргиллитов. Редкие трещины залечены ангидритом. Цемент глинистый, глинисто-ангидритовый и карбонатный.

Два нижних горизонта представлены переслаиванием мелко- и среднезернистых кварцевых и полевошпатовых песчаников, алевролитов и аргиллитов с множественными пятнами, зернами и прослоями ангидритов. Толщины прослоев песчаников 6–11 см, алевролитов – 2–4 см, аргиллитов – до 4 см, в нижней части горизонты содержат обломки кварца и полевого шпата размером до 25–30 мм. Цемент глинисто-ангидритовый или карбонатный. Глинистые минералы представлены гидрослюдами и хлоритом. Коллекторские свойства невысокие: коэффициенты общей пористости не превышают 10–12%, проницаемость – первых миллидарси.

Песчаники разделены толстыми пачками аргиллитов, которые содержат тонкие (до 6–7 см) прослои и линзы алевролитов и песчаников общей толщиной до 10–15% от толщины пластов аргиллита. Многочисленные трещины выполнены ангидритом и гипсом. Прослои песчаников и алевролитов сильно ангидритизированные. В составе глинистых минералов преобладают гидрослюда и хлорит.

Определение литологического состава и общей пористости карбонатных пород

Сложное и непредсказуемое по глубине и простиранию объемное распределение литологических компонентов (доломита, известняка, ангидрита, галита, глинистых минералов) диктует задачу их одновре-

менного определения. Один из вариантов решения задачи заключается в применении системы уравнений, которые аддитивно связывают показания методов, отражающих литологию и пористость пород, с объемами отдельных литологических компонентов. Такое решение предложили специалисты фирмы Schlumberger в конце 1960-х годов для ограниченного перечня компонентов [12]. Ограничение объяснялось тем, что для решения задачи использовались три основные геофизические характеристики пород, доступные для измерений в то время: общая плотность σ , водородосодержание ω и интервальное время Δt_p продольной волны. С тех пор перечень регистрируемых характеристик, количественно отражающих литологию и пористость пород, расширился за счет интервального времени Δt_s поперечной волны и показателя P_e фотоэффекта в литоплотностном каротаже. В виде неравенств используются также данные спектрального гамма-каротажа (СГК) и бокового каротажа (БК) и параметры (Δt_{St} , A_{St}) волны Стоунли для идентификации битумов (высокое содержание урана и большие сопротивления) и глинистых минералов. Соответственно количество одновременно определяемых компонентов увеличилось до 5–7. Технология решения вышеуказанной задачи описана ранее в [7, 8, 10].

Количество компонентов, объемы которых желательно найти в сложнопостроенных объектах, обычно превышает количество геофизических параметров, зарегистрированных в данной скважине. Поэтому обоснование, а не случайный выбор каждого компонента, включаемого в систему уравнений, полностью возлагается на геофизика-интерпретатора, готовящего заключение по скважине. В этом отношении обоснование носит субъективный характер. Специалист может полагаться на свои накопленные знания о разрезе. В противном случае серьезную помощь оказывают парные кроссплоты $\Delta t_p - \omega$, $\Delta t_p - \sigma$, $\sigma - \omega$, построенные для пород исследуемого интервала.

На кроссплотах линии пористости для основных чистых литологических компонентов (песчаника, известняка, доломита) наносят, ориентируясь на значения геофизических параметров Δt_p , σ , ω для идеальных непористых ($k_{\Pi} = 0$) компонентов. Эти значения установлены практикой отечественных и зарубежных ГИС и едины для всех нефтегазодобывающих регионов. Для ориентировки там же наносят точки для пород, не обладающих межзерновой пористостью: ангидрита, гипса и галита. Для последнего указывают электронную плотность, которая измеряется приборами гамма-гамма-каротажа.

Группирование на кроссплотах точек вокруг какой-то литологической линии или литологической точки для галита, ангидрита, гипса свидетельствует о принадлежности исследуемой породы именно к этой литологии. При интерпретации геофизических данных в карбонатном разрезе применяются дополнительные условия, а именно:

- доломит и известняк морского происхождения всегда содержат рассеянный кремний, ранее находившийся в скелетах морских организмов;
- разделение глинистых и сильно окварцованных пород производится по данным УЭС, значения которого для глинистых карбонатизированных пород не превышают 200–300 Ом·м;
- рассеянный в породе битум характеризуется высоким содержанием урана и низкими количествами калия и тория (по СГК);
- уменьшение амплитуд поперечной волны происходит в интервалах трещиноватых пород;
- параметры волны Стоунли (интервальное время Δt_{Sl} , амплитуды A_{Sl} и затухание α_{Sl}) отражают проницаемость пород или, в худшем случае, их эффективную или динамическую пористость.

Результаты ГИС

В скважине А, пробуренной с полным отбором керна в продуктивных осинских горизонтах, выполнен представительный комплекс ГИС, включая в качестве “новых” методов литоплотностной, широкополосный акустический и ядерно-магнитный (в сильном поле) каротажи (рис. 1). По данным кроссплотинга разрез в показанном интервале сложен преимущественно доломитами, местами сильно известковистыми, ангидритизированными и засоленными. Влияние этих компонентов сильнее проявляется в низкопоровых доломитах (рис. 2). Незначительное влияние глинистости (гидрослюда) приурочено к породам со средними значениями пористости. Расположение точек ниже линии доломитов свидетельствует о присутствии в породах-коллекторах значительной каверновой емкости.

По результатам исследований образцов керна¹ максимальные содержания ангидрита и галита характерны для пород, открытая (она же общая [9]) пористость которых не превышает 7% (рис. 3).

¹ Исследования керна выполнены в лабораториях ООО “Арктик-ГЕРС” под руководством доктора геолого-минералогических наук В. Г. Топоркова.

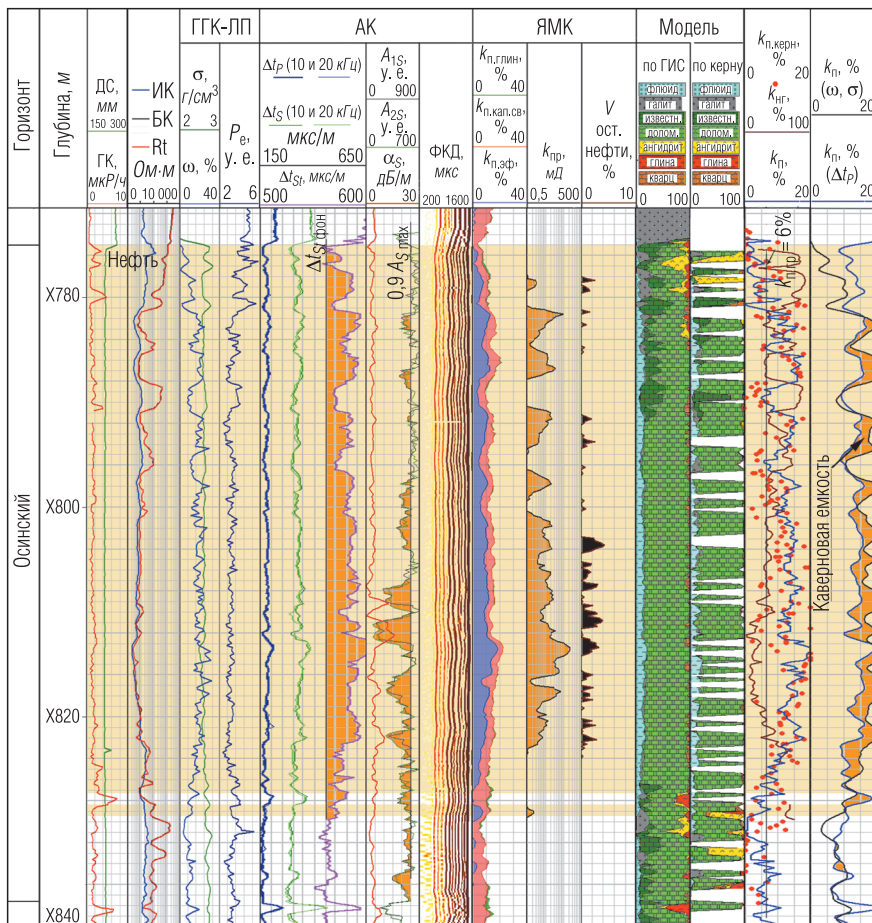


Рис. 1. Первичные данные ГИС, модели интервала карбонатного разреза по ГИС и керну и результаты интерпретации. Скв. А

Оба указанных компонента находятся в доломите в виде крупных включений; реже они образуют тонкие прослои. В более пористых породах ($k_n = 8-23\%$) ангидрит и галит рассеяны в порах относительно равномерно, хотя встречаются зерна и обломки обоих минералов.

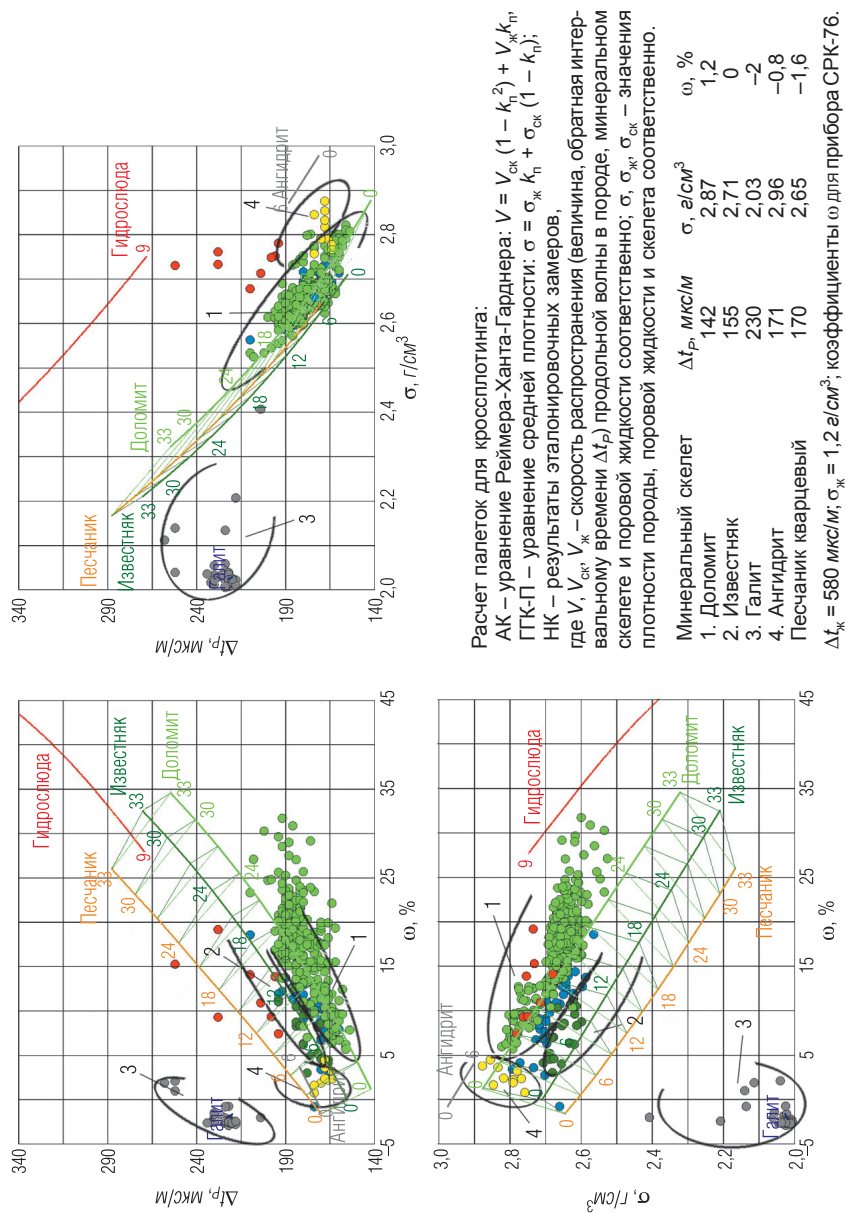


Рис. 2. Кроссплоты данных АК-ГГК-ЛП-НК для интервала, показанного на рис. 1

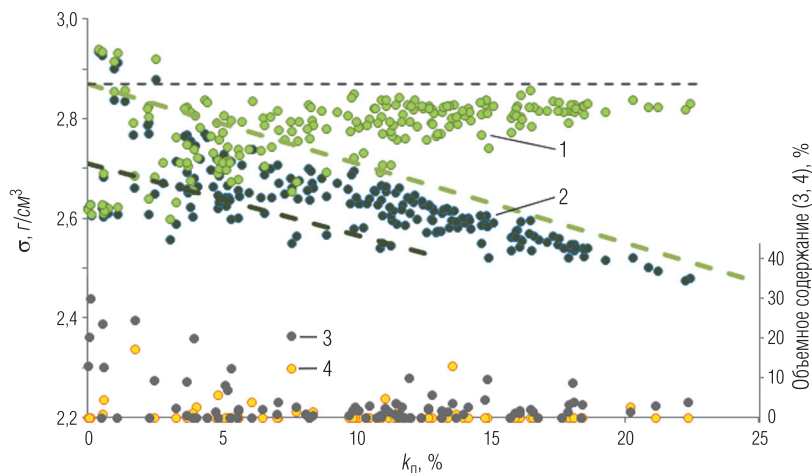


Рис. 3. Зависимость между плотностью пород σ и открытой пористостью по керну: 1 – минералогическая плотность расчетная; 2 – объемная плотность насыщенного образца; 3 – объемное содержание галита; 4 – объемное содержание ангидрита

Влияние галита на значения минералогической плотности, измеренные на сухих образцах, явно преобладают. По этой причине минералогическая плотность пород нигде не достигает значения $2,87 \text{ г/см}^3$, соответствующего доломиту. Значения объемной плотности насыщенных образцов находятся между таковыми для чистых доломитов и известняков, что обусловлено суммарным влиянием включений в доломит известняка, ангидрита и галита.

Исследованиями керна и кроссплотингом данных ГИС установлены одни и те же литологические компоненты, объемы которых в дальнейшем определены решением системы уравнений. Результаты определений показаны на сводном планшете (рис. 1) в сопоставлении с разрезом, построенным по данным исследований керна. Они различаются только в деталях. Последние обусловлены разными объемами пород, подвергавшихся исследованию. Для ГИС это цилиндр радиусом и высотой примерно равный $0,5 \text{ м}$; цилиндрический образец керна имеет размеры $\varnothing 0,03 \times 0,03 \text{ м}$. Поэтому обломок или зерно какого-нибудь минерала могут составлять значительную часть объема образца и пренебрежимо малую часть объема пород, исследуемого ГИС.

О достоверности определений объемов литологических компонентов можно судить, сравнивая кривые распределений, полученные по ГИС и керну для коэффициентов пористости и компонентов, составляющих основной минералогический состав породы, и примесей, находящихся в породе в минимальных количествах (рис. 4). Нижний порог чувствительности материалов ГИС к содержанию примесей составляет 3–4% от объема породы. Он определяется по положению максимумов кривых распределений.

Определение литологического состава и общей пористости терригенных пород

Основные трудности при обработке материалов в терригенных разрезах Восточной Сибири возникают, если в коллекторах, минералогическую основу которых составляют кварцевые песчаники, одновременно или порознь присутствуют в непредсказуемых количествах полевошпатовые песчаники, гидрослюдистые и хлоритовые глины, обломки ангидрита или глинисто-ангидритовый цемент. Это типичная геологическая обстановка всех коллекторов, за исключением ботубинского, в котором возможна карбонатизация, а на восточном склоне поднятия также засоленность.

Некоторую помощь могут оказать стандартные кроссплоты (рис. 5). Хотя их информативность хуже, чем в карбонатных разрезах, они помогают идентифицировать присутствие в породах кварцевых и кварцево-полевошпатовых песчаников, сильно ангидритизированных разностей, аргиллитов (гидрослюдные и хлоритовые компоненты не разделяются). Соответственно, расчетная модель содержит все эти компоненты.

Результаты расчета коэффициентов и литологических компонент, полученные по материалам ГИС, согласуются с таковыми, измеренными на образцах керна² (рис. 6). Песчаники ботубинского горизонта сложены чистыми кварцевыми разностями; кварцевый состав имеют песчаники-коллекторы хамакинского горизонта.

Выделение коллекторов в сложнопостроенных разрезах должно опираться на применение двух групп доказательств: на качественных признаках проникновения промывочной жидкости в породы и на количественных критериях, заключающихся в превышении измеренных значений пористости или проницаемости над минимальными (граничными) значениями этих параметров для коллекторов.

² Исследования керна выполнены в Тюменском отделении СургутНИПИнефть.

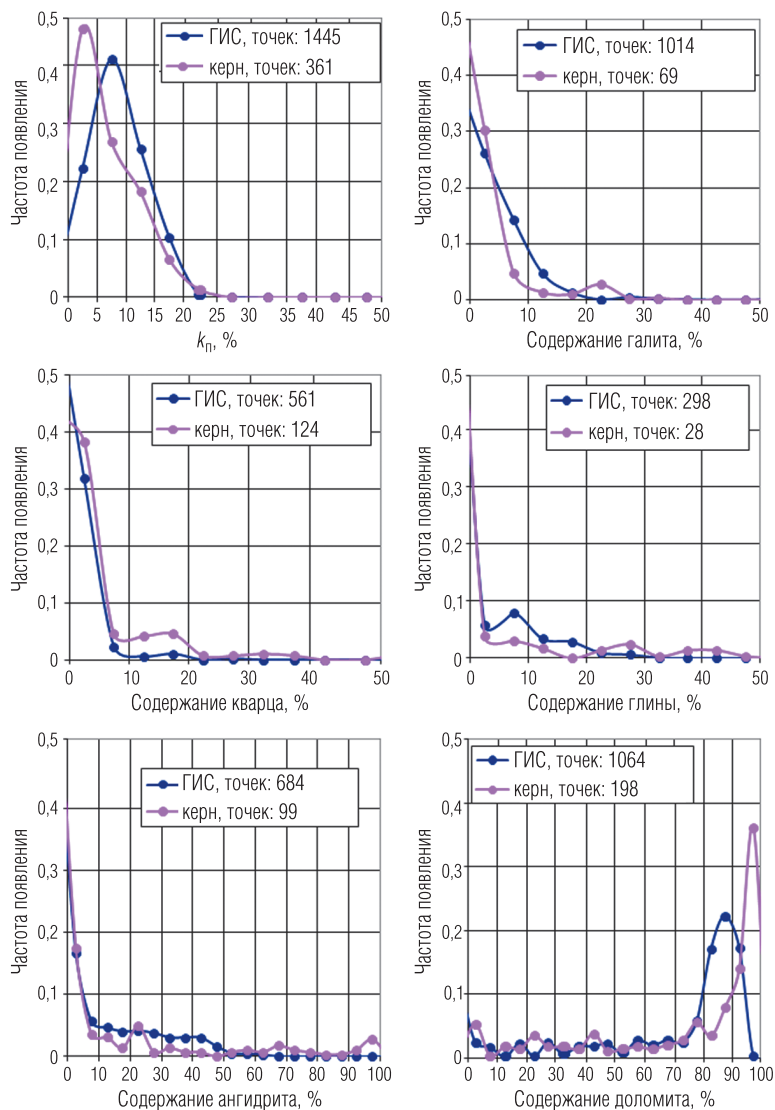
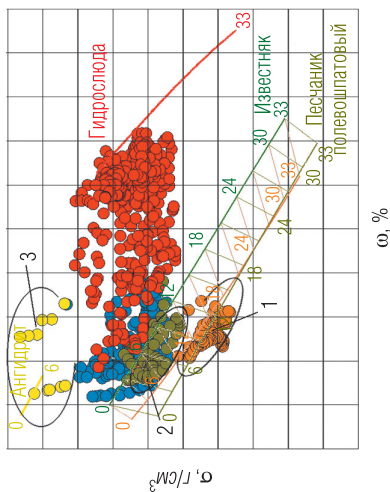
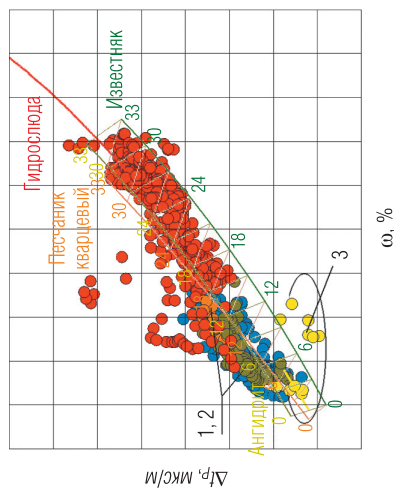
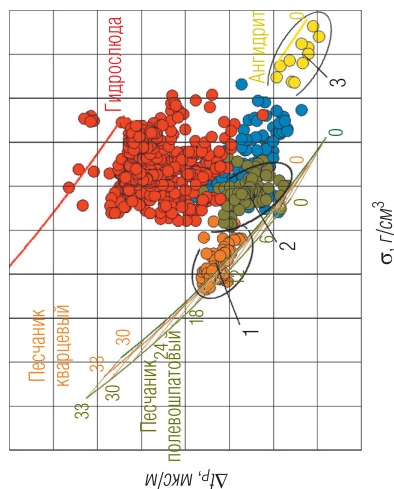


Рис. 4. Сопоставление кривых распределения коэффициента пористости и содержания галита, кварца, глин, ангидрита и доломита, полученных по ГИС и керну для интервала разреза скв. А



1 — кварцевый песчаник ботубинского горизонта; 2 — кварцево-полевошпатовый песчаник хамакинского горизонта; 3 — ангидритизированные разности

Рис. 5. Кроссплоты данных АК–ГГК–ЛП–НК для интервала ботубинского и хамакинского горизонтов в скв. Б

Проникновение в породы промывочной жидкости вызывает формирование на стенках скважины глинистой или шламовой корки и образование в коллекторах зон проникновения. Первые обнаруживают на кривых кавернометрии, вторые – по радиальному градиенту сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной: комплексом зондов бокового (БК) и микробокового (БМК) каротажа или БК и индукционного каротажа. Оба признака частично проявляются в обеих скважинах (рис. 1, 6). Для коллекторов сложного строения эти признаки наименее стабильны и исчезают с увеличением минерализации и уменьшением водоотдачи промывочной жидкости, уменьшением депрессии, увеличением промежутка времени между разбуриванием коллекторов и проведением геофизических исследований. Косвенными качественными признаками коллекторов служат низкая глинистость пород, а в разрезах Непско-Ботубинского поднятия также низкая их засоленность, устанавливаемые по материалам ГИС. Надежным качественным признаком в сложных геолого-технических условиях служит превышение измеренных значений интервальных времен Δt_{St} волны Стоунли над ее фоновыми значениями $\Delta t_{St\text{фон}}$ для пород-неколлекторов (рис. 1 и 6).

В качестве количественных критериев использованы значения $k_{\text{п}}$ общей пористости, найденные по комплексу материалов АК, ГГК-ЛП, НК, ГК, БК, и значения $k_{\text{п.эф}}$ эффективной пористости и проницаемости $k_{\text{пр}}$, рассчитанные по данным ЯМК.

Заключение

С точки зрения авторов приведены убедительные примеры уверенного определения общей (открытой) пористости в породах, многокомпонентных по литологическому составу. Для решения этой задачи не нужны детальные описания и анализы керн по исследуемой скважине. Достаточное для интерпретации основание составляют сведения о составе и структуре пород, полученные в первых поисково-разведочных скважинах.

Благодарности. Благодарим специалистов ООО “Артик-ГЕРС” и Тюменского отделения СургутНИПИнефть за предоставленные результаты исследований керн, позволивших подобрать столь убедительные примеры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Википедия – свободная энциклопедия // <http://ru.wikipedia.org>.
2. Еникеев Б. Н. 70 лет уравниению Дахнова-Арчи // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 7 (205). С. 209–226.
3. Еникеев Б. Н., Охрименко А. Б., Смирнов О. А. Функциональные (фундаментальные) и статистические взаимосвязи в петрофизике (проблематика сравнения сходных петрофизических зависимостей) // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 7 (205). С. 102–117.
4. Еникеев Б. Н. Петрофизика и интерпретация каротажа как составная часть интегрированной интерпретации: некоторые проблемы и перспективы // Геофизика. 1998. № 1. С. 64–73.
5. Еникеев Б. Н., Петерсилье В. И. Петрофизика // Российская геологическая энциклопедия. Т. 2. М.–СПб.: Изд. ВСЕГЕИ, 2011. 704 с.
6. Звягинцев Л. И. Петрофизика // Горная энциклопедия. М.: Советская энциклопедия, 1989. Т. 4. 623 с.
7. Козяр В. Ф., Козяр Н. В., Мрозовская С. В. и др. Технология исследований, обработки и геологической интерпретации данных ГИС в карбонатных разрезах // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 12–13 (139–140). С. 147–159.
8. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. М.–Тверь: ВНИГНИ–НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003.
9. Орлов Л. И. Исследования полной и открытой пористости карбонатных пород // Припятская впадина. Геофизические исследования скважин. Минск: ОНТИ БелНИГРИ, 1976. С. 87–92.
10. Теленков В. М., Козяр В. Ф., Зезюлина П. А. Оценка емкостных свойств эффузивных и карбонатных коллекторов // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 3 (201). С. 34–45.
11. Элланский М. М., Еникеев Б. Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1991. 205 с.
12. Log Interpretation. New York: Schlumberger Limited. 1972. Vol. 1 – Principles.

Рецензент доктор геол.-мин. наук, проф. Ю. И. Кузнецов