ЛИТЕРАТУРА

1. *Березовский Н. С., Галдин И. Е., Кузнецов Ю. И.* Геофизические исследования сверхглубоких скважин (Кольской и Новоелховской) как основа интерпретации геологического строения кристаллического фундамента. Тверь: Изд. АИС. 2006. 395 с.
2. *Козловский Е. А.* Комплексная программа глубинного изучения недр // Советская геология. 1984. № 9. С. 3–12.
3. *Хаин В. Е.* Основные проблемы современной геологии (геология на пороге XXI века). М.: Наука, 1994. 190 с.
4. *Monger J. W. H.* The Global Geoscience Transects Project // Episodes. 1986. V. 9. P. 217–222.

Получена 12.11.08

УДК 550.832

Э. Р. Хаматдинова
ООО "Нефтегазгеофизика"

ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЭФФУЗИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рассмотрены возможности геофизических методов для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) эффузивных коллекторов на основе построения петрофизических зависимостей.

Ключевые слова: эффузивные коллекторы, емкостно-фильтрационные свойства, петрофизические зависимости, керн, геофизические методы.

В последние годы в Западной Сибири были открыты и введены в промышленную разработку нетрадиционные эффузивные коллекторы. Это привело к возникновению проблемы создания информационного обеспечения для выделения продуктивных залежей и оценки их ФЕС.

Для решения поставленной задачи были произведены массовые лабораторные исследования керна, во всех разведочных скважинах проводился полный комплекс современных геофизических исследований (ГИС) при строительстве и освоении скважин. В дальнейшем при эксплуатационном бурении основная роль по информационному

обеспечению отводится ГИС. Основой предлагаемой работы явилось частичное решение вопросов по созданию и анализу петрофизических зависимостей для определения ФЕС пород, в частности, общей пористости и поиска возможностей выделения проницаемых интервалов. Поставленная задача решалась на основе данных ГИС и лабораторных определений физических свойств керна скважин.

1. Формирование и структура емкостного пространства

Емкостное пространство кислых эффузивных пород представлено порами, кавернами и трещинами. Поры образуются в результате выделения газов при кристаллизации эффузивных пород [1]. Такой тип емкостного пространства называется первичным. Каверны и трещины относятся к вторичному типу емкостного пространства. Каверны образуются в основном за счет выщелачивания пород в процессе гидротермально-метасоматических преобразований, трещины имеют преимущественно субвертикальную направленность и формируются за счет различия температур внутри и на поверхности лавового тела при его остывании (трещины первичной отдельности). В изученных породах присутствуют также трещины вторичной отдельности (кливаж), "возникающие под влиянием нагрузки вышележащих толщ или направленных тектонических сил" [1, 2]. Вулканогенно-обломочная часть лавового потока, залегающая в его основании и на поверхности, может иметь более разнообразное емкостное пространство за счет собственной пористости обломков, их сочетания между собой и с заполнителем.

Исследования структуры емкостного пространства образцов керна, проведенные по шлифам 12 разведочных скважин при помощи имидж-анализа, позволили обнаружить и классифицировать первичные и вторичные пустоты [6, 7].

Матрица пород содержит первичные пустоты разгазирования порового пространства размером менее 100 *мкм* и вторичные кавернозные пустоты размером более 100 *мкм*. Пустоты выщелачивания имеют сложное строение и размеры в большинстве случаев менее 100 *мкм*. Пустоты кавернозного типа могут быть изолированными, но в основной массе все типы пустот объединены сложной сетью капиллярных каналов, эквивалентные радиусы которых находятся в пределах 0,5–5 *мкм*.

По данным полевых описаний керна практически во всех разбуриваемых породах наблюдается изобилие микро- и макротрещин. Направления трещиноватости разнообразные. Встречаются участки с сериями параллельных и ветвящихся трещин преимущественно субвертикально направленных. Часть трещин залечена вторичными минералами: кремнеземом, хлоритом, кальцитом и др. Между трещинами и ультракапиллярами с прочносвязанным флюидом находятся породы с порово-кавернозной структурой. На них может приходиться от 15 до 55% емкостного пространства, представленного порами и крупными кавернами. Их размеры несоизмеримы с размерами капилляров, превышая их в 100, а в отдельных случаях в 1000 раз. При значительных величинах общей пористости фильтрация флюида может практически отсутствовать.

Подобная сложная структура емкостного пространства эффузивных пород требует нестандартных способов оценки их ФЕС и выделения перспективных интервалов для промышленной разработки нефтенасыщенных залежей.

2. Определение ФЕС методами ГИС

Как отмечено в предыдущей работе [11], кислые эффузивные породы близки по минеральному составу, поэтому слабо различаются по физическим свойствам. Разброс значений основных физических параметров (σ, ω, Δt_p, Δt_s), определяемых по ГИС, связан в основном со структурой и строением емкостного пространства эффузивных пород.

Начальным этапом работ являлось создание петрофизического обеспечения на основе лабораторных определений ФЕС керна и результатов ГИС. Построение зависимостей производилось сопоставлением данных “керн–керн”; “керн–ГИС”.

Стандартные исследования образцов керна включали два вида измерений:

- коллекторских свойств (коэффициентов пористости $k_п$, проницаемости $k_{пр}$, остаточной водонасыщенности $k_{во}$);
- физических свойств (минералогической $\sigma_{мин}$ и общей плотности $\sigma_{общ}$ водонасыщенных пород, удельного электрического сопротивления водонасыщенных пород и пород с остаточной водонасыщенностью).

Результаты лабораторных исследований и данные ГИС составили информационную основу для идентификации пород по литотипам, структуре порового пространства и емкостно-фильтрационным свойствам.

Созданное петрофизическое обеспечение включает зависимости "керн–ГИС" для определения пористости и проницаемости по данным электрического, нейтронного, плотностного и акустического каротажа. Использованы результаты лабораторных исследований (всего 2600 образцов) и ГИС по 12 поисково-разведочным скважинам. Все скважины пробурены с максимальным отбором керна, исследованы полным комплексом ГИС, испытаны, проконтролированы средствами промысловой геофизики. В разрезе скважин выделено 140 относительно однородных пластов общей толщиной 360 *м*. Для каждого пласта количество исследованных образцов составило не менее одного на 0,5 *м* разреза. Были применены различные приемы анализа лабораторных и скважинных исследований; для нейтронного каротажа проведено математическое моделирование методом Монте-Карло.

Сопоставление лабораторных определений коэффициентов пористости и результатов измерений физических величин по данным ГИС позволило оценить возможности каждого метода и погрешности определения ФЕС коллекторов.

2.1. Петрофизические зависимости между общей плотностью пород по данным ГИС и коэффициентами пористости, определенными по керну

Сопоставление проведено для данных, полученных во всех 12 разведочных скважинах. Для кислых эффузивных пород различного минералогического состава и структуры емкостного пространства получена линейная зависимость (рис. 1). Несмотря на разброс показаний она достаточно устойчива: коэффициент корреляции равен 0,82, уравнение регрессии $\sigma_{общ} = -0{,}0125 \cdot k_п + 2{,}57$ практически полностью совпадает с теоретической зависимостью, связывающей общую плотность с пористостью пород $\sigma_{общ} = \sigma_{фл} \cdot k_п + \sigma_м \cdot (1 - k_п)$, где $\sigma_{фл}$ – плотность флюида; $\sigma_{общ}$ – общая плотность; $\sigma_м$ – минералогическая плотность пород. Минералогическая плотность пород принята равной 2,64 *г/см*^{3} [11], плотность пластовой воды – 1,012 *г/см*^{3}.

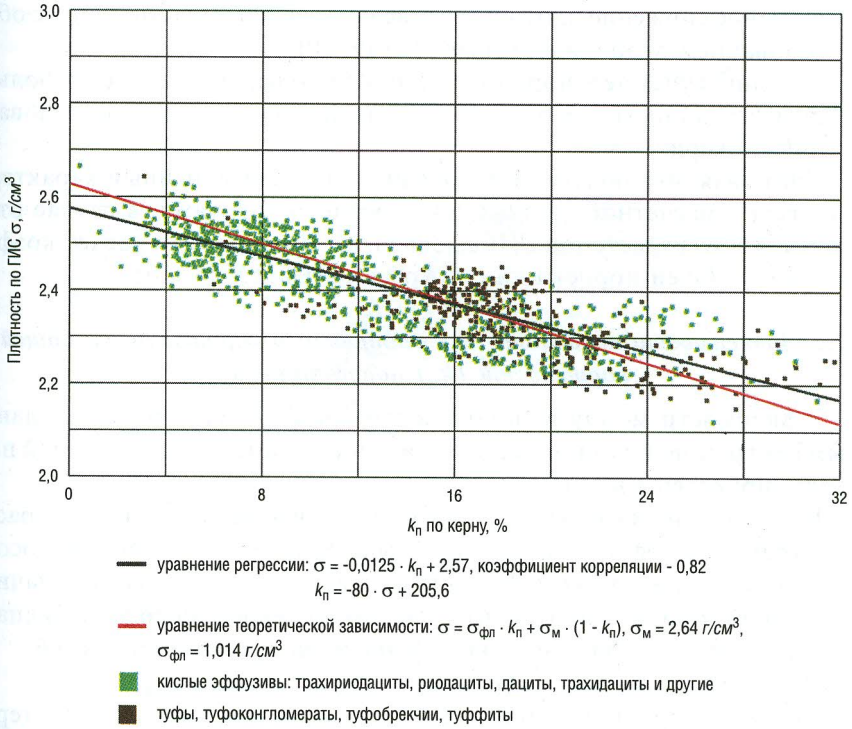

Рис. 1. Сопоставление пористости ($k_п$), измеренной на образцах керна, и плотности (σ) по ГИС

Разброс точек относительно полученной линии регрессии остается значительным. При одинаковых значениях пористости общая плотность изменяется на 0,06–0,1 *г/см*^{3}, что дает максимальную погрешность определения пористости до ±4–6% абс.

Основные причины разброса полученных значений следующие:

- принятое значение минералогической плотности равно 2,64 *г/см*^{3}. Однако отмечаются вариации минералогической плотности для породообразующих и вторичных минералов в диапазоне от 2,35 до 2,76 *г/см*^{3} [3, 5, 10];
- гидротермально-метасоматические процессы, например, хлоритизация, характерные для кислых эффузивных пород, имеют суще-

ственное снижение плотности и увеличение пористости пород с образованием вторичных минералов [9, 10];

- неполный учет неоднородностей пород по вертикали за счет большей детальности методов ГИС относительно данных исследований по керну.

Учитывая, что полученная зависимость имеет линейный характер и близка к расчетной, данные плотностного каротажа, в случае отсутствия других методов ГИС, позволяют производить расчет коэффициента общей пористости с погрешностью ±3–4% абс.

2.2. Зависимости показаний (ω) нейтронного каротажа от общей пористости ($k_п$) пород по керну

Зависимости между водородосодержанием, полученным по данным нейтрон-нейтронного каротажа и пористостью, определенной по керну, приведены на рис. 2.

В результате математического моделирования для наиболее распространенных эффузивных пород была получена связь водородосодержания с пористостью [11]. На графиках рис. 2 наблюдается значительный разброс точек относительно линии регрессии во всем диапазоне изменений пористости; коэффициент корреляции равен 0,6.

Основные причины следующие:

- в процессе кристаллизации и в результате последующих гидротермально-метасоматических преобразований кислых эффузивов образуются в различных объемах и сочетаниях минералы с высоким водородосодержанием. К ним относятся в первую очередь гидрослюды, хлориты и акцессорные минералы;
- неполный учет неоднородностей пород по вертикали за счет более высокой детальности ГИС по сравнению с керновыми данными.

С учетом значительного влияния процессов преобразования эффузивных пород и появления вторичных глинистых минералов использование водородосодержания для оценки пористости и выделения коллекторов возможно с погрешностью в пределах ±6% абс. Водородосодержание рекомендуется использовать как качественный параметр. При количественных определениях коэффициентов пористости по совокупности методов данные замеров водородосодержания используются в качестве одного из параметров в комплексной обработке данных ГИС.

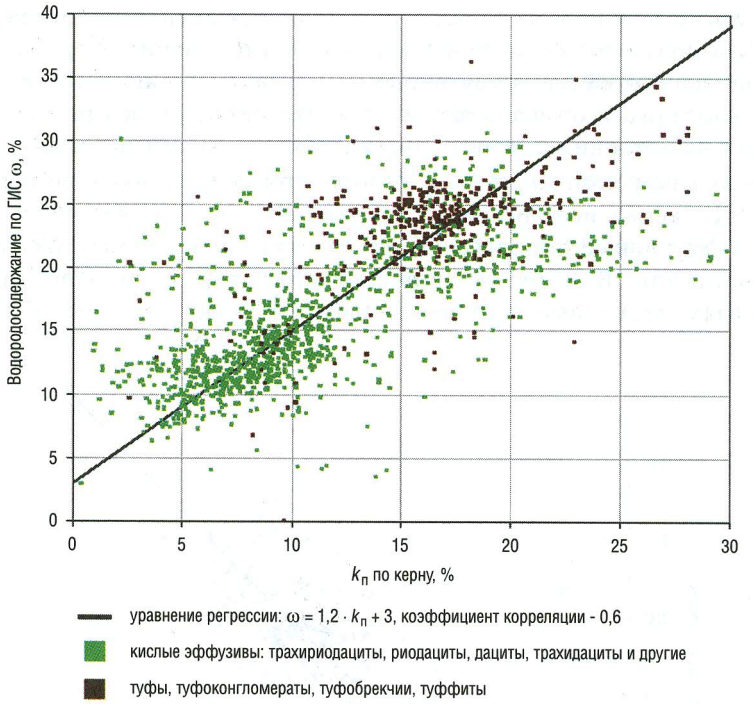

Рис. 2. Сопоставление пористости ($k_п$), определенной по керну, и водородосодержания (ω) по ГИС

2.3. Зависимость между интервальными временами продольной и поперечной волн и общей пористостью пород

Измерения скоростей распространения продольной (P) и поперечной (S) упругих волн на образцах керна не проводились. На практике для оценки коллекторских свойств терригенных и карбонатных коллекторов используется линейное уравнение среднего времени:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} \cdot (1 - k_п) + \Delta t_ж \cdot k_п$$

или уравнение Раймера–Ханта–Гарднера: $1/\Delta t_p = (1 - k_п^2)/\Delta t_{ск} + k_п/\Delta t_ж$, где Δt_p – интервальное время продольной волны; $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_ж$ – интервальные времена, измеренные в идеальном непористом скелете породы и в поровой жидкости соответственно.

Данные о скоростях поперечных волн для оценки коллекторских свойств практически не применяются. Установление петрофизических зависимостей для эффузивных отложений по данным акустического каротажа в отечественной практике проводилось редко.

Для нахождения петрофизических зависимостей на основе скважинных измерений Δt_p и Δt_s и лабораторных измерений пористости образцов керна использованы данные тех же 12 разведочных скважин. Эффузивные породы кислого состава были условно разделены на две группы. В первую группу вошли дацитовые, трахириодацитовые, трахидацитовые и другие лавы, во вторую – вулканогенно-об-

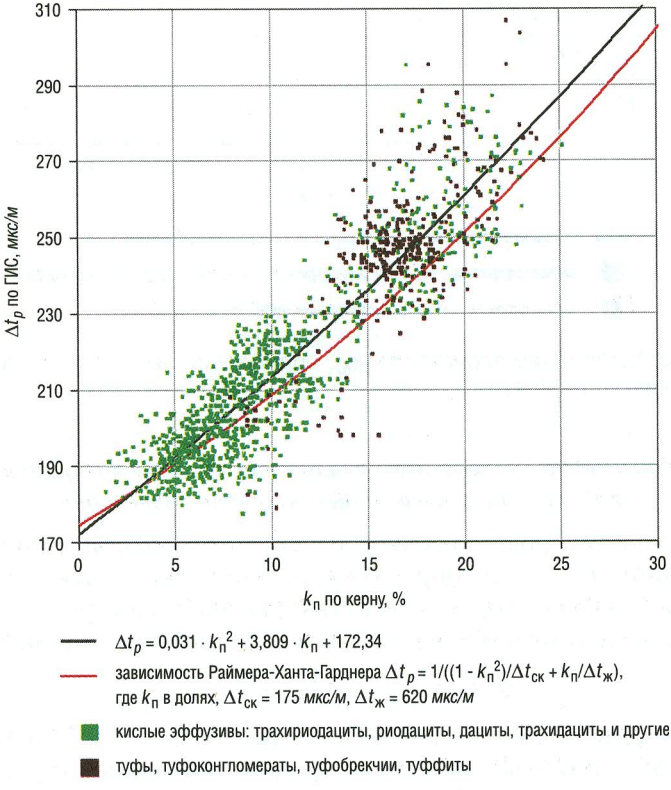

Рис. 3. Сопоставление пористости ($k_п$), измеренной на образцах керна, и интервального времени (Δt_p) продольной волны по данным АК

ломочные (или пирокластические) породы: туфы, туффиты, туфоконгломераты, туфобрекчии и др. К данным породам приурочено большинство пластов, обладающих широким диапазоном коллекторских свойств. Виды полученных зависимостей нелинейны, описываются квадратичными уравнениями и приведены на рис. 3 и 4.

Зависимость между Δt_p и $k_п$ описывается уравнением:

$\Delta t_p = 0{,}0347 \cdot k_п^2 + 3{,}5587 \cdot k_п + 174{,}08$.

По виду полученная зависимость близка к данным, получаемым по уравнению Раймера–Ханта–Гарднера в области низких значений коэффициентов пористости ($k_п < 13\%$) и отличается от него в сторону больших значений на 2% при $k_п > 13\%$.

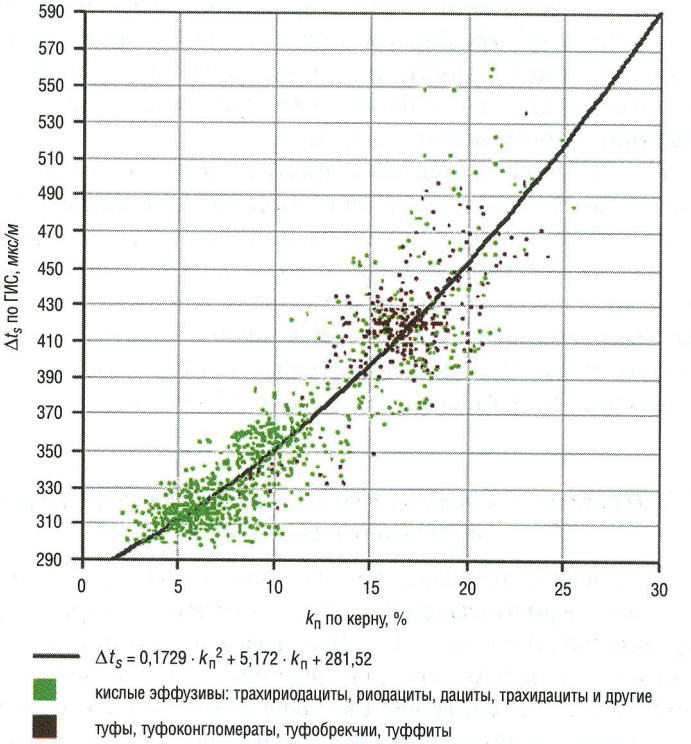

Рис. 4. Сопоставление пористости ($k_п$), измеренной на образцах керна, и интервального времени (Δt_s) поперечной волны по данным АК

Для поперечных волн зависимость также описывается квадратичным уравнением $\Delta t_s = 0{,}1729 \cdot k_п^2 + 5{,}172 \cdot k_п + 281{,}52$.

Разброс точек для рассматриваемых пород находится в основном в области стандартных допустимых погрешностей определения $k_п$ по данным акустического каротажа. Абсолютная погрешность определения коэффициентов пористости (по данным зависимостям) составляет ±2,5%. Имеющиеся различия в определяемых значениях коэффициентов пористости по данным продольных и поперечных волн связаны со структурой порового пространства и в первую очередь с влиянием трещиноватости пород, что может являться признаком разделения пород по типам коллекторов.

Имеющийся разброс точек связан со сложной структурой порового пространства, что явилось следствием выщелачивания в результате гидротермальных преобразований. Однако влияние этих процессов на показания нейтронного и плотностного каротажа более существенно, нежели на показания акустического каротажа, и связано с образованием глинистых минералов.

Определение коэффициентов пористости по данным акустического каротажа возможно с достаточно высокой точностью с использованием зависимости, полученной для продольных волн. Зависимость, полученная для поперечных волн, требует дальнейшего изучения и в настоящее время может быть использована для качественного выделения коллекторов, имеющих вертикальную и субвертикальную трещиноватость. В дальнейшем необходимо провести более детальный анализ влияния на показания методов АК минерального состава пород.

2.4. Зависимость относительного сопротивления ($\rho_п$) от пористости ($k_п$) пород

Для построения зависимости исследования выполнены на 400 образцах с полной водонасыщенностью и приведены на рис. 5 [8]. Согласно уравнению Арчи ($\rho_п = 1/k_п^m$), коэффициент m определяет структуру порового пространства. Для рассматриваемых вулканогенных отложений (рис. 5) структурный коэффициент изменяется в пределах 1,8–2,8, доверительный интервал (с доверительной вероятностью 0,68) – 1,96–2,48. Значения коэффициента более 2,0, что характерно для гранулярных коллекторов, указывают на сложную структуру порового

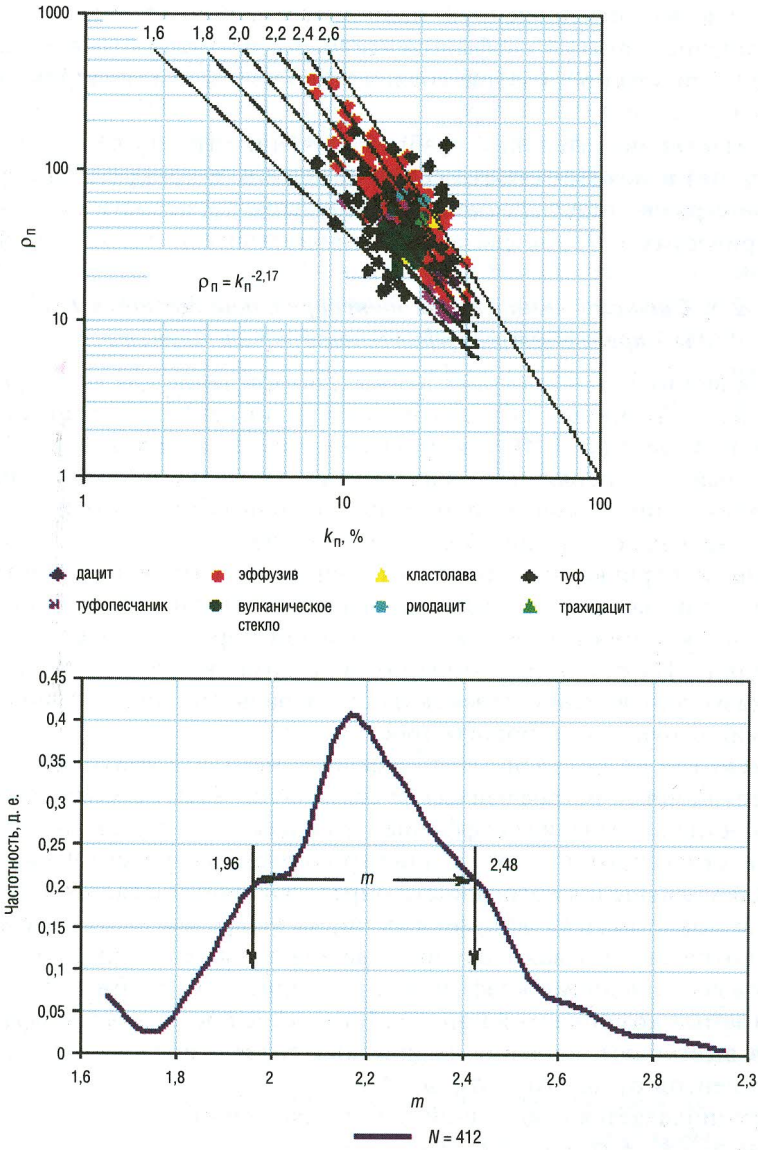

Рис. 5. Зависимость относительного сопротивления ($\rho_п$) (параметра пористости) от общей пористости ($k_п$) эффузивных пород по 12 скважинам

пространства, обусловленную наличием каверн и крупных трещин. Уменьшение значений коэффициента m до 2 и менее указывает на наличие крупных пор и каверн, соединенных узкими капиллярными каналами.

Учитывая значительный разброс значений структурного коэффициента (m) и невозможность его определения в конкретном изучаемом интервале, определение коэффициентов пористости по данным электрических методов связано со значительными погрешностями.

2.5. Система комплексной интерпретации методов ГИС для определения коэффициентов общей пористости

Как видно из приведенных данных, определение для всего многообразия эффузивных коллекторов коэффициентов пористости по отдельным методам ГИС связано со значительными погрешностями. Неполный учет первичного минерального состава пород и влияния вторичных минералов, возникающих в процессе гидротермального метасоматоза, оказывает большое влияние на показания каждого метода. В первую очередь это относится к данным плотностного каротажа из-за вариаций минералогической плотности пород и нейтронного каротажа вследствие глинизации пород в процессе преобразования. На результаты обработки данных акустического каротажа оказывают влияние переменный минеральный состав пород [4] и сложная структура порового пространства.

Несмотря на полученные по каждому методу достаточно тесные корреляционные петрофизические связи (керн–ГИС) абсолютные погрешности определения коэффициентов пористости составляют ±1–3% для акустического и ±4–6% для нейтронного и плотностного каротажа. Для уменьшения погрешности определения предлагается находить общую пористость $k_п$ эффузивных пород решением системы уравнений, которые связывают измеренные значения геофизических параметров со значениями коэффициентов пористости и объемами предполагаемых компонентов породы. В качестве постоянных коэффициентов выступают значения физических параметров для выбранных компонентов σ_1, ω_1, Δt_{p1}, σ_2, ω_2, Δt_{p2}.

Предполагается следующий набор уравнений:

$$\sigma = \sigma_1 \cdot V_1 + \sigma_2 \cdot V_2 + \sigma_ж \cdot k_п,$$

$$\omega = \omega_1 \cdot V_1 + \omega_2 \cdot V_2 + \omega_ж \cdot k_п,$$

$$\Delta t_p = \Delta t_1 \cdot V_1 + \Delta t_2 \cdot V_2 + \Delta t_ж \cdot k_п,$$

$$1 = V_1 + V_2 + k_п,$$

где $k_п$ – значения общей пористости.

Рассмотрены две группы пород: *1* – эффузивы лавового происхождения; *2* – вулканогенно-обломочные эффузивные породы; V_1, V_2 – соответственно объемы вышеуказанных пород; $\sigma_{(1,2)}$, $\omega_{(1,2)}$, $\Delta t_{p(1,2)}$ – физические свойства для вышеуказанных пород, рассчитанные с учетом физических свойств минералов, из которых состоят данные породы.

Эффузивы лавового происхождения представлены дацитовыми, трахириодацитовыми, трахидацитовыми и другими лавами, вулканогенно-обломочные породы – туфами, туффитами, туфоконгломератами, туфобрекчиями. Разделение пород по литотипам произведено в работе [11]. Предполагаемый минеральный состав однородных эффузивных пород установлен по результатам рентгеновских исследований керна [6, 7].

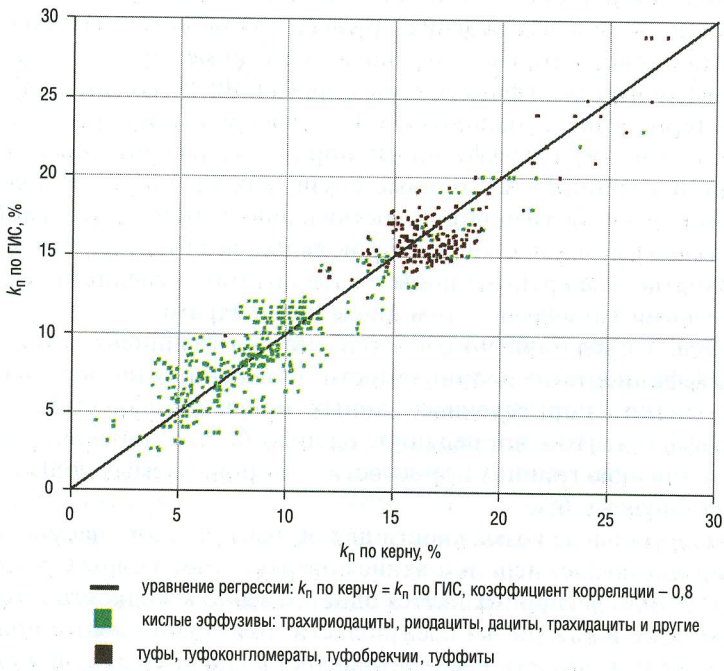

Рис. 6. Сопоставление пористости ($k_п$) по ГИС и керну

Значения коэффициентов общей пористости, определенной данным способом, сопоставлены с результатами лабораторных исследований керна на рис. 6.

Зависимость линейна во всех диапазонах пористости, разброс точек незначителен, коэффициент корреляции равен 0,85, абсолютная ошибка определения коэффициента пористости ±2,5%. Полученные значения, практически, во всех интервалах отбора керна совпадают. Отличие имеет место на переходных границах и в местах максимально преобразованных пород.

2.6. Определение проницаемости

Следующим важным параметром при оценке ФЕС пород является определение проницаемости. Общепринятая методика заключается в определении проницаемости с использованием рассчитанной пористости. Петрофизические зависимости между общей пористостью и абсолютной проницаемостью проводятся с целью установления корреляционной связи и нахождения нижнего граничного значения коэффициента пористости. Петрофизические связи между $k_п$ и $k_{пр}$ с достаточно высокими коэффициентами корреляции получены для гранулярных терригенных коллекторов. В случае смешанного типа коллектора, в частности, для эффузивных пород, содержащих, помимо пор, каверны и трещины, устойчивые связи, как правило, не получают вследствие неучета трещинной составляющей. Дополнительной особенностью эффузивных коллекторов является структура емкостного пространства, где крупные поры и каверны могут соединяться достаточно узкими каналами, в том числе капиллярами.

На рис. 7 представлено сопоставление коэффициентов пористости с коэффициентами проницаемости, измеренных на образцах керна. Как видно из приведенных данных, получена зависимость с низким коэффициентом корреляции, равным 0,56. Однозначно можно оценить нижнюю границу пористости для проницаемых коллекторов, которая близка к 6%.

Дополнительные возможности для выделения проницаемых интервалов предоставляет использование поверхностной волны Стоунли [4]. Волна Стоунли распространяется одновременно в жидкости и твердом теле, занимая в каждой из сред области, примерно равные половине длины волны. Скорость распространения волны меньше, чем скорости продольной и поперечной волн, то есть $V_{st} < V_ж < V_s < V_p$. Так как

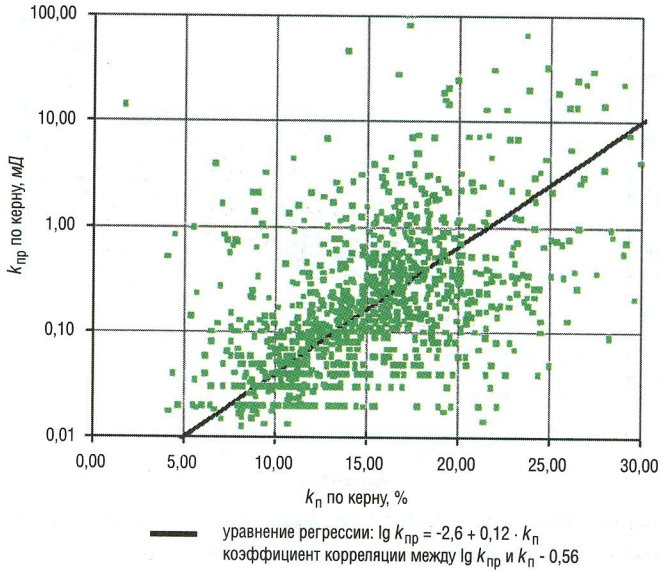

Рис. 7. Сопоставление пористости ($k_п$) и проницаемости ($k_{пр}$), определенных по керну

в небольших по протяженности интервалах характеристики скважинной жидкости постоянные, то параметры волны определяют свойства твердой среды, в первую очередь ее проницаемость.

В данной работе сопоставлены значения интервальных времен волны Стоунли и значений проницаемости, измеренных на образцах керна. Для устранения систематических погрешностей измерений в качестве параметра волны Стоунли выбрана разность $\Delta t_{st_изм} - \Delta t_{st_фон}$. Полученная зависимость определяется уравнением регрессии $\lg(k_{пр}) = -1{,}6446 + 0{,}0185(\Delta t_{st_изм} - \Delta t_{st_фон})$ с коэффициентом корреляции 0,489. Количественные определения коэффициента проницаемости при таком коэффициенте корреляции будут приблизительными. Нижнее граничное значение критерия $\Delta t_{st_изм} - \Delta t_{st_фон}$ для коллекторов можно принять равным 40 *мкс/м*.

В качестве фоновых значений приняты данные, получаемые в заведомо непроницаемых плотных породах. Полученная зависимость приведена на рис. 8. Используя определения двух независимых параметров, коэффициента пористости и волны Стоунли, на качествен-

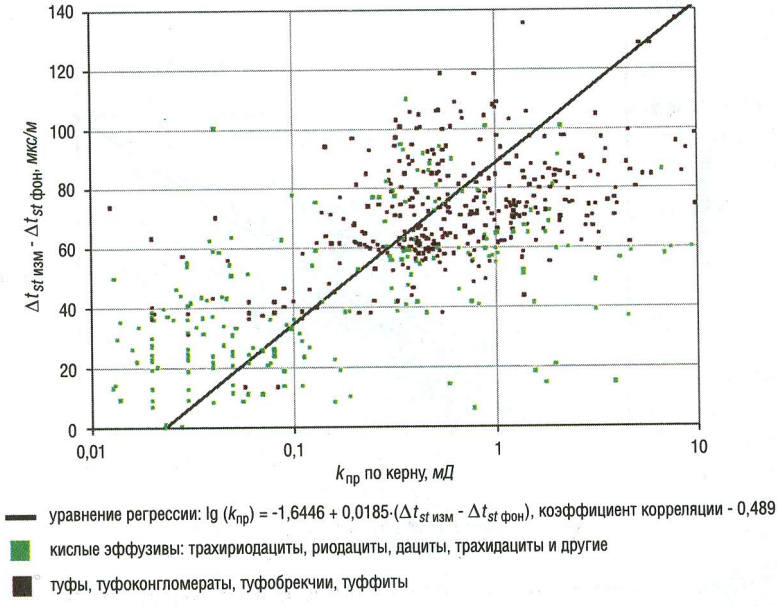

Рис. 8. Сопоставление проницаемости ($k_{пр}$), определенной по керну, и интервального времени волны Стоунли ($\Delta t_{st\ изм} - \Delta t_{st\ фон}$) по ГИС

ном уровне можно выделить проницаемые интервалы в градациях коллектор–неколлектор.

Выводы

1. Многообразие минерального состава эффузивных коллекторов, сложность их пустотного пространства, представленного порами и кавернами разного размера, которые сообщаются между собой тонкими капиллярами и трещинами, предопределили необходимость комплексного анализа данных керна и ГИС и создания петрофизического обеспечения, специфичного именно для этого типа коллекторов.
2. Современный комплекс ГИС, включающий все виды каротажа пористости (акустический, гамма-гамма-плотностной, нейтронный), электрических и электромагнитных исследований достаточно эффективен для изучения эффузивных пород, выделения и ко-

личественной оценки коллекторов с различной структурой пустотного пространства.

3. Минимальные погрешности определения коэффициентов пористости, равные ±2,5%, достигаются при комплексном использовании данных акустического, гамма-гамма-плотностного и нейтронного каротажа. При использовании каждого метода в отдельности эти погрешности возрастают до ±3–4% и даже до ±6% для нейтронного каротажа.
4. Количественные определения коэффициентов проницаемости с использованием рассчитанных значений пористости и параметров волны Стоунли неприемлемы по точности. Это объясняется низкими значениями коэффициентов корреляции между известными и искомыми величинами. Они пригодны для успешного выделения проницаемых разностей на качественном уровне.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Белоусова О. Н., Михина В. В.* Общий курс петрографии. М.: Недра, 1972.
2. Геологический словарь. М.: Недра. Т. 1–2. 1973.
3. Горная энциклопедия. М.: Сов. энциклопедия. Т. 1–5. 1984–1991.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом; Под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. М.–Тверь. 2003.
5. Петрология магматических и метаморфических пород. Л.: Недра, 1973.
6. Результаты изучения керна по скважинам 735, 751, 752 Рогожниковской площади Рогожниковского лицензионного участка // Отчеты “СургутНИПИнефть” Тюменское отделение. Тюмень. 2004, 2005.
7. Результаты изучения керна по скважинам 744, 745, 827 Сосновской площади Рогожниковского лицензионного участка // Отчеты “СургутНИПИнефть” Тюменское отделение. Тюмень. 2005.
8. Совершенствование методики количественной интерпретации данных ГИС триасовых отложений Рогожниковского месторождения // Отчет ООО “Нефтегазгеофизика” для ОАО “Сургутнефтегаз”. Тверь–Сургут. 2008.
9. *Заварицкий А. Н.* Изверженные горные породы. М.: Академия наук СССР. 1956.
10. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика) // Справочник геофизика; Под ред. Н. Б. Дортман. М.: Недра, 1976.
11. *Хаматдинова Э. Р.* Литологическое расчленение эффузивных коллекторов по данным ГИС // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 10 (175). С. 66–80.

Получена 17.10.08