

КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 552.08:550.8

Д.В. Корост, Г.А. Калмыков, Е.В. Решетов, В.С. Блохин

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА БАЗЕ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Статья посвящена новой методике выделения пород-коллекторов сложного состава, слагающих пласты малой мощности. Основная цель — выработка оптимального комплекса петрофизических исследований, используемых при интерпретации комплекса ГИС. Решение задачи заключается в формировании минерально-компонентной модели отложений и нахождении диапазона допустимых значений каждого макрокомпонента, а также их петрофизических параметров.

Ключевые слова: петрофизика, интерпретация геофизических исследований скважин, эффективная пористость, спектральный гамма-каротаж, полимиктовые отложения, минерально-компонентная модель.

The work is devoted to an advanced detachment methodic of reservoir rocks of complicated composition that are composing the layers of low thickness. Main aim is elaborating an optimal complex of petrophysical investigations that are being used at interpretation of geophysical well lodging complex. Problem solution consists in forming of mineral-component sediment model and finding an acceptable values range of every microcomponent as well as their petrographic parameters.

Key words: petrophysics, interpretation of geophysical well investigations, effective porosity, spectral gamma-logging, polymictic deposits, mineral-component model.

Введение. Основные задачи интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) — выделение коллекторов, определение их эффективных мощностей и пористости.

Традиционно задача выделения коллекторов решалась на качественном (по наличию глинистой корки, расхождению показаний зондов различной глубинности, например микрозондов различного бокового каротажного зондирования) или на количественном уровне ($K_{п} > K_{п\text{ крит}}$) [Латышева, 1981]. При этом для терригенных полимиктовых коллекторов Западной Сибири основным методом определения пористости был метод измерения потенциала собственной поляризации и его пересчет в коэффициент пористости ($K_{п}$) по петрофизическим зависимостям типа керн — ГИС.

В течение последних лет применение всех этих подходов весьма затруднительно: во-первых, для поддержания пластового давления на месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) используются поверхностные пресные воды; во-вторых, при бурении применяются полимерные растворы; в-третьих, истощение традиционных коллекторов требует проведения геолого-разведочных работ в отложениях, которые ранее не исследовались, например, для Западной Сибири это юрские отложения, характеризующие-

ся небольшой мощностью полимиктовых коллекторов, породы фундамента и коры выветривания.

Методика проведения работ. Невозможность использовать традиционные подходы требует разработки новых методик выделения коллекторов. Необходимое условие для выделения коллектора — наличие эффективной пористости ($K_{п\text{эф}}$), которая описывается следующим выражением

$$K_{п\text{эф}} = K_{п}(1 - K_{ов}), \quad (1)$$

где $K_{ов}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности. Остаточная вода коллекторов может быть разделена на $K_{ов}$ скелета и адсорбированную воду глинистых минералов [Эланский, 2000]. Увеличение содержания глинистых минералов повышает долю сорбированной воды, но так как эти минералы образуют пленки на поверхности зерен, то они уменьшают объем воды, физически связанной с зернами скелета. На основании изложенного можно записать уравнение для остаточной воды:

$$K_{ов} = K_{ов.ск}[1 - \omega_{адс}(K_{гл}/K_{п})] + \omega_{адс}(K_{гл}/K_{п}), \quad (2)$$

где $\omega_{адс}$ — вода, адсорбированная глинистыми минералами; $K_{гл}$ — объемная глинистость.

В уравнении (2) первое слагаемое отвечает за уменьшение воды, физически связанной с зернами

ми скелета, а второе — за увеличение количества связанной воды при увеличении глинистости. Преобразование уравнения (2) приводит к следующему соотношению, описывающему связь остаточной воды с глинистостью и пористостью:

$$K_{ов} = K_{ов.ск} + \omega_{адс}(K_{гл}/K_{п}) (1 - K_{ов.ск}). \quad (3)$$

Как видно из уравнения (3), для расчета остаточной водонасыщенности необходимо измерение $K_{п}$ и $K_{гл}$.

При проведении работ по выделению коллекторов пласта ЮС1 Северо-Юрьевского месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь) было установлено, что стандартные методы ГИС нельзя использовать для расчета $K_{п}$ и $K_{гл}$, так как изучаемые отложения сильно заглинизированы и имеют сложное полиминеральное строение скелета и глинистого компонента. Для разрешения возникших трудностей было решено наряду со стандартными применить радиоактивные методы ГИС, показания которых наиболее тесно связаны с вещественным составом пород. Особая роль при этом отводилась данным спектрометрического гамма-каротажа (СГК), существенно расширяющего возможности исследования сложных терригенных коллекторов.

Как известно, горная порода содержит различные минеральные (кварц, полевые шпаты, глины) и неминеральные (углеводороды, вода) компоненты. Ввиду сложного строения горных пород число составляющих ее компонентов может значительно превышать число геофизических характеристик, измеряемых в скважине, вследствие чего возникает необходимость сократить число компонентов породы путем объединения их в макрокомпоненты, которые могут представлять собой как мономинеральные компоненты, так и ассоциации отдельных минералов и неминеральных составляющих горной породы. Оптимально использовать пять макрокомпонентов, что обеспечивает достаточную точность решения задачи.

Для терригенных отложений Западно-Сибирского НГБ была предложена следующая система петрофизических уравнений, связывающих показания методов ГИС и содержание составляющих горных пород:

$$K_{M1}\delta_{M1}C_K^{M1} + K_{M2}\delta_{M2}C_K^{M2} + K_{M3}\delta_{M3}C_K^{M3} + K_{M4}\delta_{M4}C_K^{M4} + K_{M5}\delta_{M5}C_K^{M5} = C_K \delta_{ГП},$$

$$K_{M1}\delta_{M1}C_{Th}^{M1} + K_{M2}\delta_{M2}C_{Th}^{M2} + K_{M3}\delta_{M3}C_{Th}^{M3} + K_{M4}\delta_{M4}C_{Th}^{M4} + K_{M5}\delta_{M5}C_{Th}^{M5} = C_{Th} \delta_{ГП},$$

$$K_{M1}\delta_{M1} + K_{M2}\delta_{M2} + K_{M3}\delta_{M3} + K_{M4}\delta_{M4} + K_{M5}\delta_{M5} = \delta_{ГП},$$

$$K_{M1}\omega_{M1} + K_{M2}\omega_{M2} + K_{M3}\omega_{M3} + K_{M4}\omega_{M4} + K_{M5}\omega_{M5} = \omega_{ГП},$$

$$K_{M1} + K_{M2} + K_{M3} + K_{M4} + K_{M5} = 1, \quad (4)$$

где K_i — объемная доля i -го макрокомпонента в горной породе; $\delta_i, \delta_{ГП}$ — плотность i -го макрокомпонента

и горной породы; $C_K^i, C_{Th}^i, C_K, C_{Th}$ — массовая доля концентрации калия и тория в i -м макрокомпоненте и горной породе; $\omega_{ГП}$ — условный водородный индекс горной породы, рассчитанный по зависимости, которая построена для матрицы, состоящей из кальцита ($CaCO_3$) с порами, заполненными водой; ω_i — удельный вклад водородного индекса макрокомпонента в условный водородный индекс горной породы; M_i — индекс соответствующего макрокомпонента.

Для детального изучения строения полимиктовых терригенных коллекторов был обоснован комплекс лабораторных литолого-петрофизических исследований [Калмыков, 2001], включающий следующие методы:

- изучение вещественного состава пород: петрографическое описание шлифов; рентгеноструктурный анализ, который позволяет оценить содержание различных глинистых минералов, имеющих большое влияние на показания ГИС; исследование сколов породы под растровым электронным микроскопом, что дает возможность оценить распределение глинистых минералов в поровом пространстве коллекторов; термогравиметрический анализ (дериватография);

- измерение петрофизических характеристик керна, аналогичных данным, получаемым по комплексу радиоактивных методов ГИС, а именно изучение распределения концентраций естественных радиоактивных элементов (K, U, Th) и объемной плотности пород;

- измерение следующих стандартных фильтрационно-емкостных свойств пород: коэффициента открытой пористости ($K_{п}$), коэффициента абсолютной проницаемости ($K_{пр}$), коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), коэффициента глинистости ($K_{гл}$), минералогической плотности (δ); а также расчет параметра пористости ($P_{п}$) и параметра насыщенности ($P_{н}$).

В результате рентгеноструктурного анализа получено распределение минералов в породе и рассчитано их среднее содержание в отложениях пласта ЮС1 (табл. 1). В результате проведения стандартного петрофизического комплекса исследований получены значения коэффициентов открытой пористости ($K_{п}$), проницаемости ($K_{пр}$), остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), а также плотности (δ), рассчитаны параметры пористости ($P_{п}$) и насыщения ($P_{н}$).

На основании анализа полученных данных, выполненного с учетом изучения пород под растровым электронным микроскопом и на дериватографе, исследования природы образования различных минеральных (глинистых) компонентов породы определены основные макрокомпоненты породы, в дальнейшем используемые при построении минерально-компонентной модели отложений.

Построение минерально-компонентной модели отложений. Формирование минералогической модели заключается в выявлении закономерностей соотношения минералов между собой и их объеди-

Таблица 1

Статистические параметры распределения содержания (%) основных породообразующих минералов пород пласта ЮС1

| Статистические характеристики | Глинистые минералы | | | | Полевые шпаты | Карбонаты | | Кварц | Пирит | Коэффициент глинистости | Карбонатность |
|-------------------------------|--------------------|--------------------|----------|--------|--------------------|-----------|---------|-------|-------|-------------------------|---------------|
| | Смешанослойные | Гидрослюды / Иллит | Каолинит | Хлорит | Альбит / Микроклин | Кальцит | Сидерит | | | | |
| Max | 4,38 | 32,12 | 19,84 | 23,12 | 42,82 | 10,04 | 24,30 | 61,84 | 9,33 | 79,1 | 24,3 |
| Min | 0 | 0,7 | 3,82 | 0,5 | 11,81 | 0 | 0,00 | 14,74 | 0 | 28,12 | 0,00 |
| Среднее значение | 1,64 | 10,46 | 8,66 | 7,36 | 29,41 | 1,37 | 1,35 | 37,25 | 1,71 | 33,32 | 2,65 |
| Статистическое отклонение | 7,55 | 9,77 | 5,46 | 2,04 | 7,95 | 3,01 | 5,43 | 10,6 | 6,29 | 18,94 | 5,79 |

нения в единый макрокомпонент. Общие принципы формирования такой модели: сходство минералов по элементному составу, расположение минералов в поровом пространстве или скелете породы, близкие физические свойства минералов, наличие формальных корреляционных связей между минералами.

Кварц выделен в качестве основного компонента терригенных пород, содержание которого не коррелирует ни с одним из минералов.

Так как альбит и микроклин являются минералами одного изоморфного ряда полевых шпатов и в исследуемых отложениях их содержание хорошо коррелирует, то эти минералы объединены в макрокомпонент **полевые шпаты**.

При разделении глинистых минералов на макрокомпоненты учитывали их количественные вза-

имоотношения как в преимущественно глинистом разрезе, так и в зоне коллекторов (рис. 1). На графиках, приведенных на рис. 1, видно, что наименьшие значения коэффициента корреляции (R^2) с суммарным содержанием глины отмечаются у каолинита, что послужило причиной выделения его в отдельный макрокомпонент — **глину I**.

В свою очередь содержание хлорита, гидрослюды (представляющей собой гидратированные слюдяные образования) и иллита (выделяемого отдельно от остальных гидрослюд [Шлыков, 2006]) имеет достаточно высокие значения коэффициента корреляции. В исследуемых отложениях смешанослойные образования содержатся в незначительном количестве, а с учетом их схожих физико-химических свойств с гидрослюдами и иллитом, они отнесены к одному макрокомпо-

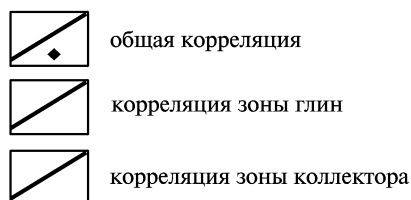
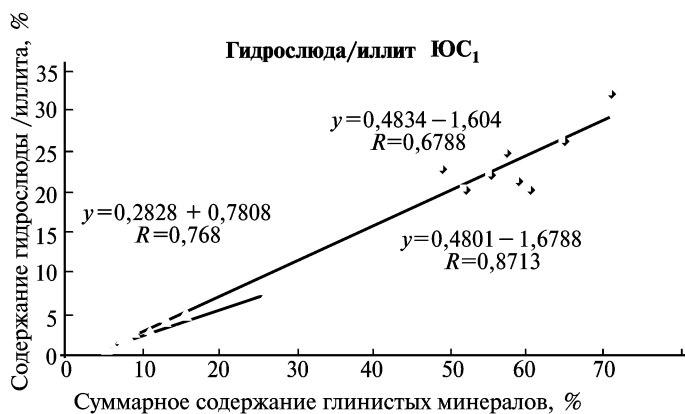
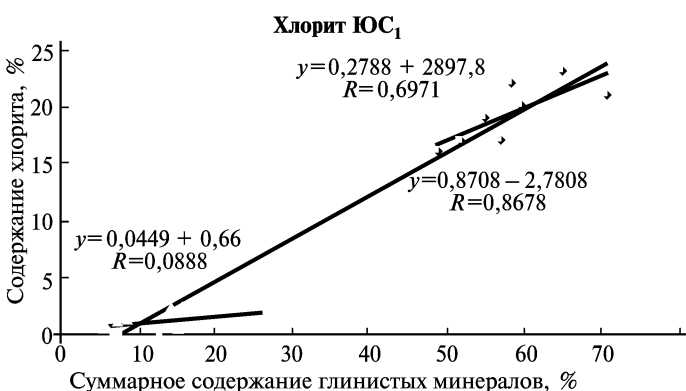
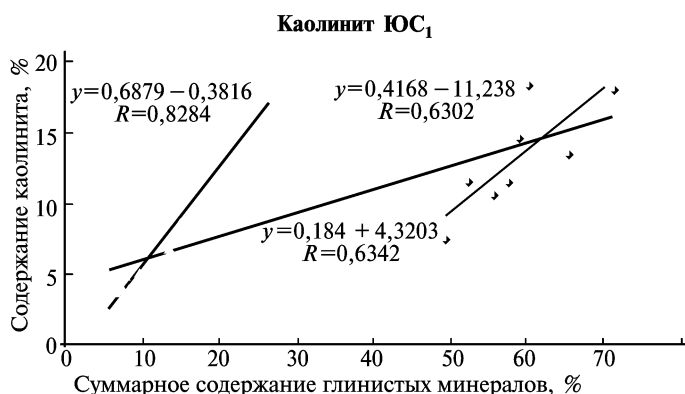


Рис. 1. Количественная корреляция содержания глинистых минералов и суммарного содержания глинистых минералов в отложениях пласта ЮС1



ненту — глине 2, состоящей из иллита, гидрослюды, хлорита, смешанослойных образований.

Значения коэффициента пористости (K_p), по сути характеризующего общее содержание углеводородов и воды в породе, приняты в качестве пятого макрокомпонента, используемого в дальнейшем при построении модели изучаемых отложений.

Таким образом, для пласта ЮС1 Северо-Юрьевского месторождения выделены следующие макрокомпоненты: кварц, полевые шпаты, глина 1, глина 2, K_p .

На основании статистических параметров распределения петрофизических характеристик пород пласта ЮС1 (табл. 1, 2) была предложена минерально-компонентная модель отложений (рис. 2).

По результатам рентгенофлуоресцентного и нейтронно-активационного анализов образцов керна определено содержание радиоактивных элементов (К, U, Th) в породе. Связь между концентрациями радиоактивных элементов и содержанием макрокомпонентов записывается в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 C_K &= \sum_{i=1}^n m_i C_K^{Mi}, \\
 C_{Th} &= \sum_{i=1}^n m_i C_{Th}^{Mi}, \\
 C_U &= \sum_{i=1}^n m_i C_U^{Mi},
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

где C_K, C_{Th}, C_U — значения массовой концентрации калия, тория и урана в горной породе соответственно; m_i — значения массового содержания i -го минерального или неминерального макрокомпонента в горной породе. В нашем случае это глина 1, глина 2 и полевые шпаты.

Обсуждение возможных ограничений метода. Опыт определения концентрации К, Th, U в отдельных минералах горных пород по описываемой методике показал, что практически невозможно подобрать и использовать единое значение концентраций естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) для различных геологических объектов. Это обусловлено тем, что ЕРЭ не являются образующими элементами для большинства (исключение составляет калий в мик-

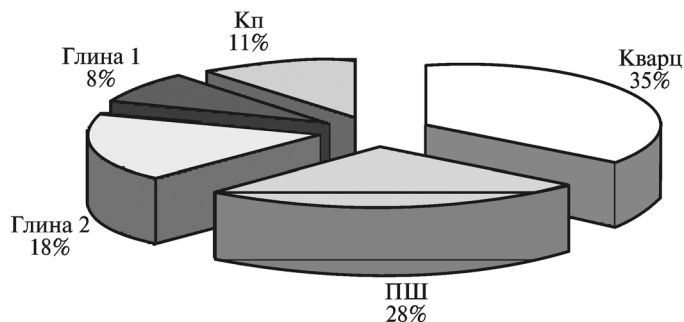


Рис. 2. Модель отложений коллектора пласта ЮС1

роклине) минералов осадочных горных пород. Таким образом, определение содержания ЕРЭ в породе путем решения системы уравнений (5) превращается в недоопределенную задачу. Это означает, что кроме установления содержания составляющих необходимо уточнять петрофизические параметры каждого макрокомпонента. Решение этой более усложненной задачи представляется возможным с использованием следующих предпосылок:

- изменение петрофизических параметров каждого минерала в пределах одного пластопересечения (пересечение пласта одной скважиной) будет незначительно, и следовательно, для данного пластопересечения можно использовать единую петрофизическую матрицу;
- изменение измеряемых геофизических величин связано только со стратиграфическим разбросом (все измеряемые величины, входящие в систему (5), являются радиоактивными параметрами, а ядерный распад по определению является случайным процессом);
- диапазон изменения петрофизических параметров в рамках одной литофациальной зоны ограничен и может быть оценен при исследовании коллекции кернавого материала.

На основании этих предпосылок был разработан алгоритм и создан пакет программ решения блока систем уравнений типа (4) для данного пластопересечения. Входными данными являются результаты обработки комплекса ГИС и расширенного СГК, литологическое расчленение конкретного интервала, макрокомпонентная модель, включающая как непосредственно набор компонентов, так и пределы их ожидаемых значений, математическое ожидание значений петрофизических параметров каждого макрокомпонента и диапазон их изменения для данной литофациальной зоны.

Исходя из перечисленного перед петрофизическими исследованиями ставятся следующие задачи: 1) выделение литофациальных зон; 2) создание макрокомпонентной модели изучаемых отложений; 3) нахождение математического ожидания и диапазона изменений петрофизических характеристик каждого макрокомпонента; 4) нахождение количественных ограничений содержания макрокомпонентов в изучаемых отложениях.

Исследования структуры породы под растровым электронным микроскопом показали, что межзер-

Таблица 2

Статистические параметры распределения петрофизических характеристик в породах пласта ЮС1

| Статистические характеристики | K_p , % | Плотность, г/см ³ | $K_{пр}$, мД | Калий, % | Уран, 10 ⁻⁴ , % | Торий, 10 ⁻⁴ , % |
|-------------------------------|-----------|------------------------------|---------------|----------|----------------------------|-----------------------------|
| Max | 21,01 | 2,58 | 29 | 3,4 | 6,8 | 15,1 |
| Min | 0,33 | 2,14 | 0,0013 | 1,8 | 0,8 | 5,3 |
| Среднее | 11,71 | 2,35 | 6,54 | 2,58 | 2,47 | 10,04 |
| Статистическое отклонение | 5,57 | 0,14 | 9,29 | 0,49 | 1,64 | 2,63 |

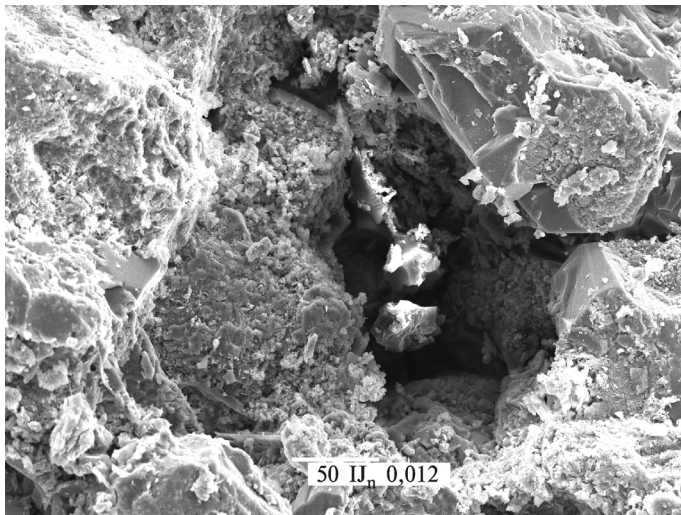


Рис. 3. Крупная пора, зерна которой покрыты битумно-глинистой пленкой

новое пространство содержит флюид и глинистые минералы (рис. 3). Анализ взаимодействия и распределения минералов в поровом пространстве пород показал, что для описания пространства между зернами и расчета коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) можно применять математическую модель, предложенную М.М. Эланским.

Для рассматриваемой системы массовая доля глинистых минералов определяется как сумма массовых концентраций, рассчитанных по данным рентгеноструктурного анализа. На рис. 4 приведен график зависимости $K_{ов}$ и $K_{гл}/K_{п}$ и аппроксимационная зависимость между этим величинами.

Эту функцию находили только для интервалов коллекторов, характеризующихся $K_{п.эф} > 3\%$ (при $K_{п} > 10\%$) и $K_{пр} > 1$ мД, поскольку в меньших диапазонах данное уравнение не имеет решений, характеризующих промышленные коллекторы. На рис. 5 видно, что эмпирическая зависимость, несмотря на наличие ограничений, возникающих за счет статистических и методических погрешностей, имеет высокий коэффициент корреляции двух параметров ($R = 0,9412$).

Результаты и их обсуждение. В результате проведения литолого-петрофизического анализа по-

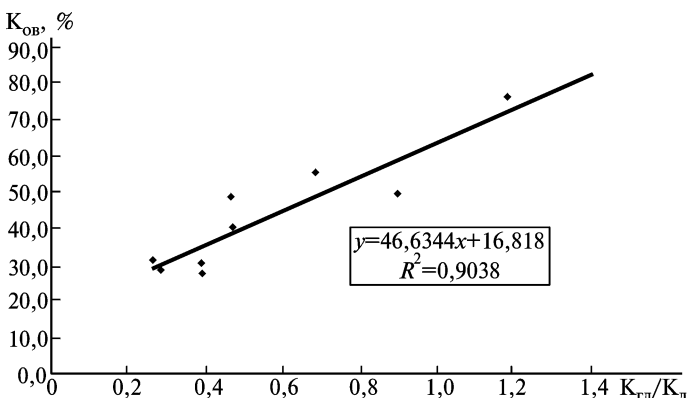


Рис. 4. Связь остаточной водонасыщенности и отношения объемной глинистости к пористости

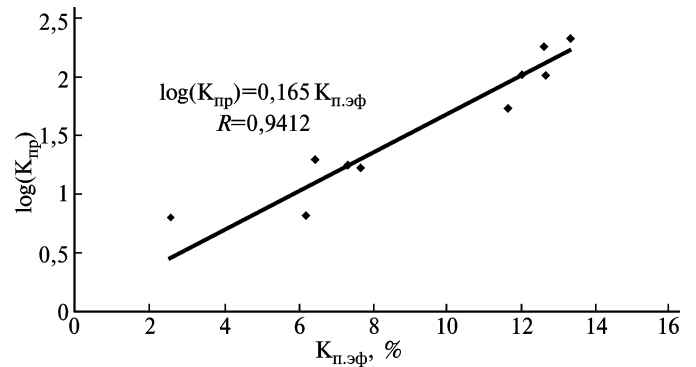


Рис. 5. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости для пласта ЮС1

лучены фактически допустимые пределы значений петрофизических характеристик для отдельных макрокомпонентов отложений (табл. 3). В дальнейшем эти настройки можно использовать для определения минерального состава и емкостных свойств отложений этого типа.

При построении итоговой сводной таблицы математических ожиданий и диапазона изменения петрофизических характеристик отдельных макрокомпонентов не приведены значения концентрации урана, так как уран имеет сложную геохимию (уран может сорбироваться на органическом веществе, фосфоритах либо поступать в пласт в растворенном виде), что не позволяет однозначно связать его содержание с минеральным составом.

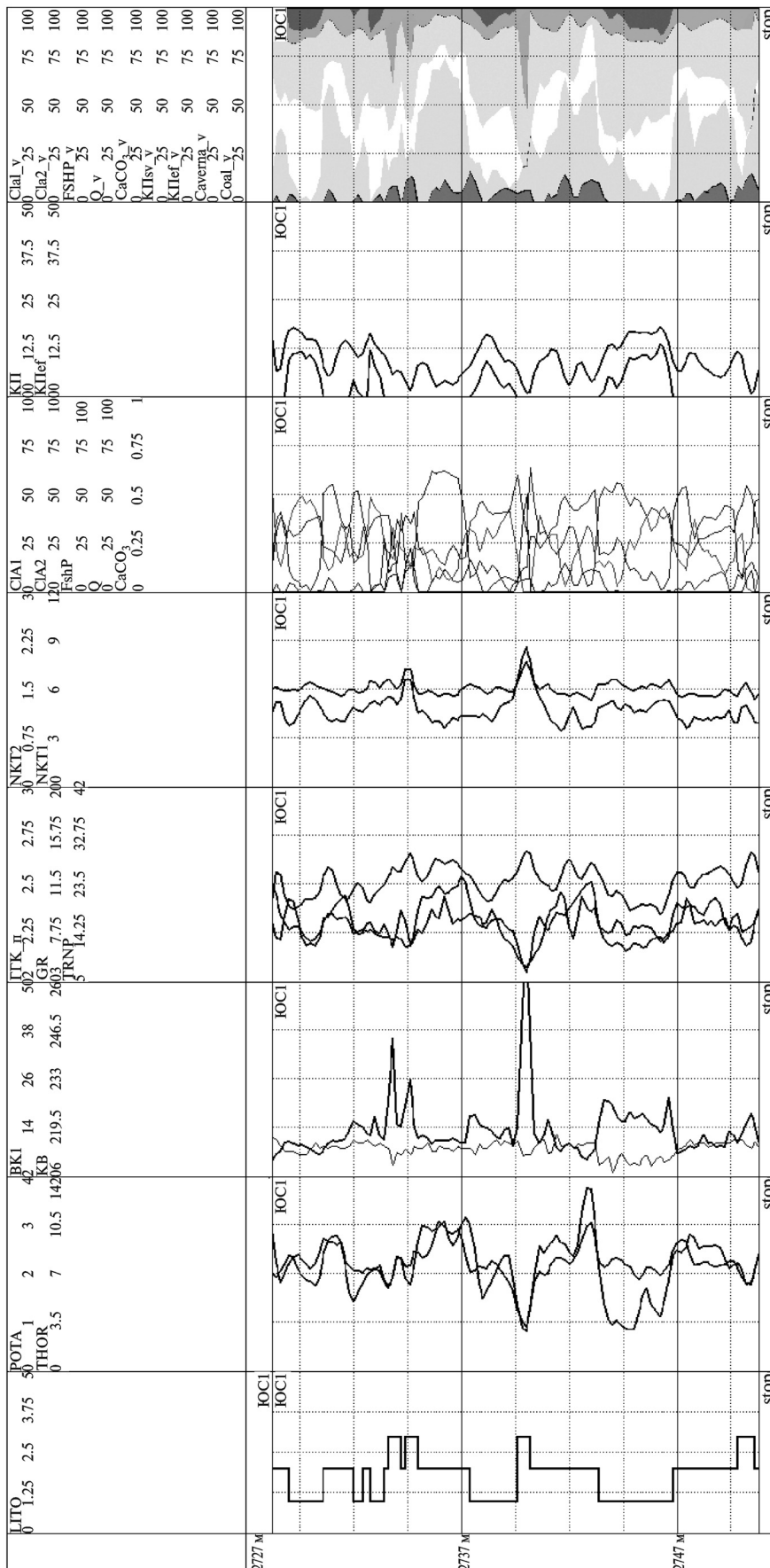
Опробование методики определения минерального состава и емкостных свойств проведено на скважине с отбором керна (скв. 2070 Федоровского месторождения), не вошедшей в основную выборку. Результаты интерпретации представлены на рис. 6. В колонках 2—5 приведены результаты обработки каждого метода, используемого в минерально-компонентном анализе. В колонке 1 приведена литологическая кривая.

Таблица 3

Петрофизические характеристики макрокомпонентов для пласта коллектора, полученные в результате литолого-петрофизической настройки

| Макрокомпонент | Калий, % | Торий, $10^{-4}\%$ | Плотность, $г/см^3$ | Водородный индекс, у.е. |
|----------------|-----------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|
| Каолинит | $\frac{1}{0-2}$ | $\frac{15}{25-36}$ | $\frac{2,63}{2,62-2,68}$ | $\frac{80}{60-100}$ |
| Глины | $\frac{8}{7-9}$ | $\frac{14}{9-19}$ | $\frac{2,7}{2,4-2,6}$ | $\frac{51}{35-65}$ |
| Полевые шпаты | $\frac{4}{2-6}$ | $\frac{15}{10-20}$ | $\frac{2,6}{2,55-2,65}$ | 0 |
| Кварц | 0 | 0 | $\frac{2,67}{2,65-2,68}$ | 0 |
| $K_{п}$ | 0 | 0 | 1 | 100 |

Примечание. Над чертой — математическое ожидание характеристики каждого макрокомпонента, под чертой — допустимые пределы значений получаемых характеристик.



Условные обозначения

РОТА – массовая концентрация калия, %
 ТНОR – массовая концентрация тория, ppm
 ВК1 – боковой каротаж, Ом·м
 ГГК п – гамма-гамма-каротаж, г/см³
 GR – гамма-каротаж, мкР/ч
 TRNP – волордосодержание, %
 НКТ1 – нейтронный каротаж (большой зонд), у.е.
 НКТ2 – нейтронный каротаж (малый зонд), у.е.
 KB – кавернометрия, мм

Cla1 – каолинит-хлоритовая ассоциация, %
 Cla2 – гидрослюда, смешанослойная ассоциация, %
 Fshp – полевоый шпат, %
 Q – кварц, %
 СаСО₃ – известняк, д.е.
 КП – коэффициент открытой пористости, %
 КПэф – коэффициент эффективной пористости, %

ЮС1 – литологическая кривая
 Л1ТО – литологическая кривая
 1 – песчаник,
 2 – глина,
 3 – известняк,
 4 – уголь,
 5 – каверна против глинистого пласта

ЮС1 – эффективная пористость
 ЮС2 – известняк
 ЮС3 – каверна
 ЮС4 – углисть
 ЮС5 – открытая пористость

ЮС1 – каолинит-хлоритовая ассоциация, %
 ЮС2 – гидрослюда, смешанослойная ассоциация, %
 ЮС3 – полевоый шпат, %
 ЮС4 – кварц, %
 ЮС5 – известняк, д.е.
 ЮС6 – доля поролы, занятая связанной водой, %
 ЮС7 – эффективная пористость, %
 ЮС8 – каверна
 ЮС9 – углисть

ЮС1 – каверна против глинистого пласта
 ЮС2 – каверна против глинистого пласта

Рис. 6. Результаты интерпретации скв. 2070 Федоровского месторождения, пласт ЮС1

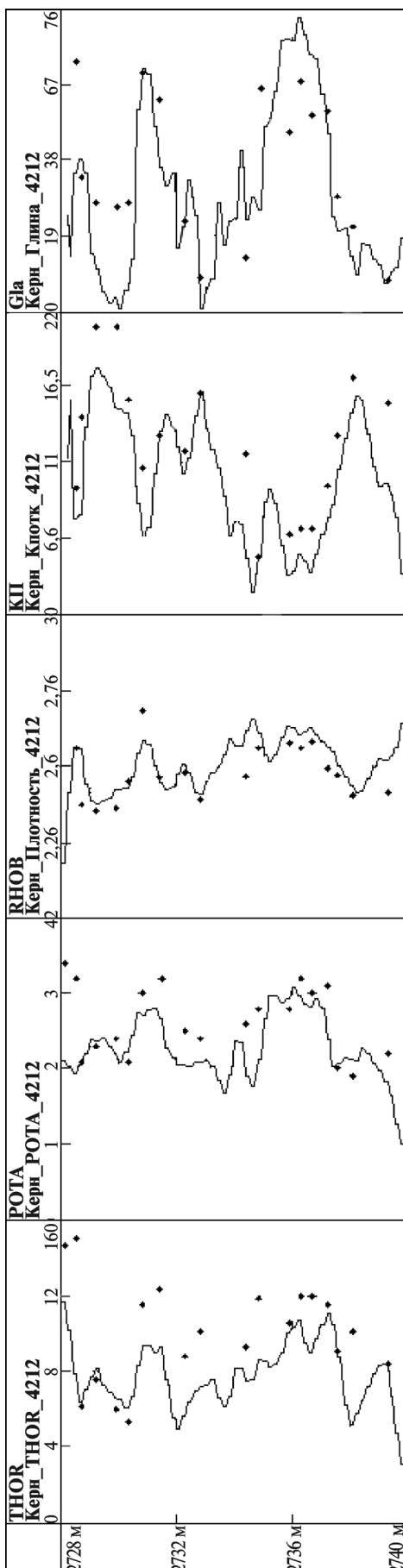


Рис. 7. Сопоставление КЕРН—ГИС скв. 2070 Федоровского месторождения, пласт ЮС1

Результаты расчета объемного содержания макрокомпонентов приведены в колонке 6, а построенная на их основе объемная минерально-компонентная модель — в колонке 8, в колонке 7 приведена кривая пористости (K_p) и значение $K_{п.эф}$.

В этой скважине выполнен полный комплекс необходимых методов ГИС и петрофизических измерений на образцах керна. На рис. 7 приведены результаты сопоставления измерения концентраций тория (THOR), калия (РОТА) и плотности (РНОВ) по данным каротажа и исследования керна. Отмечается хорошая согласованность данных изучения керна и ГИС. Это служит обоснованием применения предложенной модели к материалам изучаемой скважины.

Закключение. Основными результатами интерпретации являются значения двух параметров — пористости и глинистости. От них зависят фильтрационно-емкостные свойства изучаемых пород. На рис. 7 в колонках 4 и 5 приведены результаты данных обработки комплекса ГИС по методике минерально-компонентного анализа и по данным измерения указанных величин на образцах керна из этой скважины. Хорошее совпадение измеренных и расчетных значений доказывает корректность применения разработанной методики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982.

Калмыков Г.А. Методика определения минерально-компонентного состава терригенных пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным комплекса ГИС, включающего спектрометрический ГК. М.: ВНИИгеосистем, 2001.

Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1981.

Ревва М.Ю. Технология оценки фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов по комплексу радиоактивных методов с включением спектрометрического гамма-каротажа (на примере месторождений Вартовского свода). М., 2006.

Шлык В.Г. Рентгеновский анализ минерального состава дисперсных грунтов. М.: ГЕОС, 2006.

Эланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики. М., 2000.

Геологической факультет МГУ
им. М.В. Ломоносова,
кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых:

Д.В. Корост, аспирант,

e-mail: dkorost@mail.ru;

Г.А. Калмыков, ст. науч. сотр.,

канд. геол.-минерал. н.,

e-mail: gega64@mail.ru;

Е.В. Решетов, инженер, тел: 930-81-73;

В.С. Белохин, тел: 930-81-73

Поступила в редакцию
04.03.2008