

**РАТНИКОВ И.Б.** (ООО «Нефтеком»)

**ШУЛЬГА Р.С.** (АО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»)

**РОМАНОВ Е.А.** (АО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»)

**БАСТРИКОВ С.Н.** (АО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»)

## АНАЛИЗ ПАРАМЕТРА ПОРИСТОСТИ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ РЕГИОНАЛЬНОЙ ПЕТРОФИЗИКИ (ЭЛЕКТРОФАЦИЙ) И ТИПА ГЛИНИСТОСТИ

Важнейший подсчетный параметр – коэффициент открытой пористости ( $K_{п}$ ) – в петрофизических лабораториях, как правило, определяется для объекта (пласта) в целом и без учета его региональной неоднородности. Основным критерием при отборе коллекции образцов для составления модели  $P_{п} = f(K_{п})$  служит размах величины  $K_{п}$ . При этом полагается: чем больше  $\Delta K_{п}$ , тем выше достоверность связи  $P_{п} = f(K_{п})$ . Однако на практике зачастую такая концепция создает проблемы неоднозначности определения  $K_{п}$  по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) водонасыщенных образцов в разных скважинах даже в пределах одного месторождения. Это явление обусловлено недоучетом особенностей, с одной стороны, объекта региональной петрофизики – фаций, которые находят свое отражение в форме кривых ГИС, в том числе ПС, с другой – элемента объекта общей петрофизики – типа глинистости. Разбиение (классификация) пласта по фациям, определение и учет типа глинистости, а также выделение и анализ петрофизических типов пород на основе фильтрационно-емкостных свойств пород в пределах пласта позволяют получить удовлетворительные связи между УЭС и  $K_{п}$  породы.

**Ключевые слова:** открытая пористость, удельное электрическое сопротивление, фации, глинистость

### ВВЕДЕНИЕ

Прогнозные и фактические показатели в области подсчета запасов и добычи углеводородного сырья зависят, помимо качества отбора образцов и постановки экспериментов, от степени приближения результатов петрофизических исследований к реальной обстановке. Зачастую пористость на плоскостях сопоставления  $K_{п}$  с  $P_{п}$  и  $K_{п}$  с данными ГИС не дифференцируется адекватно. Это несоответствие объясняется, по меньшей мере, двумя причинами.

Во-первых, при сводном анализе зависимостей  $K_{п}$  с петрофизическими данными и данными ГИС региональные факторы, оказывающие порой определяющее влияние на петрофизические свойства пород, геофизиками (да и петрофизиками), по существу, не учитываются. Прежде всего – это такие признаки, как: тип глинистости (структурированный, слоистый, рассеянный),

удельная поверхность порового канала, величина его извилистости, а также форма упаковки частиц породы и степень «зрелости» горных пород. Все эти параметры не входят в стандартный набор исследований в лабораториях вследствие сложности и дефицита времени их определения. Тем не менее характер тока жидкости и электрического заряда в заглинизированных породах во многом обуславливается именно комбинацией этих признаков. Величину и вариацию данных характеристик определяют условия осадконакопления. Различные части (элементы) одного и того же пласта (объекта) по латерали могут принадлежать разным геологическим телам, которые формировались в неодинаковых палеогеографических условиях со своей динамикой осадконакопления, окислительно-восстановительной и кислотно-щелочной средой. Различная обстановка литогенеза наделяла горную породу свойствами, которые



характерны только данным условиям осадконакопления. Исключением не являются и петрофизические характеристики, в том числе электрические.

Во-вторых, адекватность между вышеприведенными параметрами нарушается по тривиальной причине – из-за плохого отбора образцов (керн) в пределах разреза пласта (объекта) для целей лабораторных исследований. Можно согласиться, что совершенно безукоризненный отбор образцов невозможен. Однако петрофизики обязаны обратить внимание специалистов, использующих результаты лабораторных исследований, на бессистемный отбор и исследование образцов.

Целью данной работы является попытка выявления природы вариации только зависимости  $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ , которая определена для одноименного пласта по разным скважинам в пределах одного и того же месторождения.

### **Общая и региональная петрофизика. Объект и предмет общей и региональной петрофизики**

Прежде чем приступить к анализу  $K_{\text{п}}$  и  $P_{\text{п}}$ , необходимо формализовать понятия, имеющие отношения к *общей* и *региональной петрофизике*, и их объекты и предметы. Обусловлено это тем, что в петрофизической литературе до сих пор отсутствует четкое разграничение объектов и предметов как общей, так и региональной петрофизики, что является следствием слабого развития системного подхода в части теоретической базы петрофизики.

Петрофизика относится к наукам геологического цикла. Следовательно, она изучает геологическую среду (ГС), которая определяется как объект петрофизики. Совокупность знаний об объекте понимается как предмет науки. В опубликованных материалах понятие «геологическая среда» в целом сводится к следующему определению:

ГС – это минеральное вещество, находящееся в твердом, жидком и газообразном состояниях, и присущие ему физические поля. ГС характеризуется такими атрибутами, как структура, свойства и движение (химико-физические процессы). ГС включает понятие «горная порода» как фазовую систему, состоящую из твердой, жидкой и газообразной фазы.

*Следует отметить, что геологи под горной породой понимают только твердую фазу [14, 15, 18].* Для того чтобы можно было различать понятие горная порода в геологическом и петрофизическом аспектах, необходимо в дальнейшем формализовать это понятие. Термин «коллектор» для петрофизического понимания горной породы также не подходит – он, без всякого сомнения, увеличивает объем понятия, но существенно при этом ограничивает его содержание.

Одним из важных свойств ГС является ее изменчивость во времени и пространстве [10]. Изменчивость обуславливает неоднородность объекта, которая определяется различием его свойств в разных точках. Г.К. Бондарик [11] пишет: «Неоднородность выявляют путем сопоставления элементов множества в отношении некоторого свойства, путем установления мер сходства и связи между элементами». Например, можно выделить неоднородность ГС, обусловленную принадлежностью ее разных частей (элементов) к разным формациям (фациям), и, следовательно, обнаружить неоднородность ее физических свойств.

Петрофизика, имея своим объектом ГС, изучает прежде всего горную породу (петрофизическую), ее вещественный состав, структурно-текстурные особенности, физические, химические и механические свойства, изменение этих свойств во времени (например, в процессе разработки месторождения).

Следуя логике системного подхода,



науку «петрофизика» необходимо разделить, по крайней мере, на два направления: *общую петрофизику* и *региональную петрофизику* (существуют же общая геология и региональная геология, общая гидрогеология и региональная гидрогеология, общее грунтоведение и региональное грунтоведение и т.д.). Каждый раздел должен иметь свой объект и свою систему знаний (теорию, методологию и прикладные атрибуты).

С формальной точки зрения основу *общей петрофизики* должно составлять учение о природе и закономерностях формирования вещественного состава, структурно-текстурных особенностей и свойств пород (петрофизических) в процессе литогенеза и инженерной деятельности человека. В систему этой науки входят теория и моделирование процессов формирования состава, состояния, структурно-текстурных особенностей и свойств пород (петрофизических). Объектом общей петрофизики хотя и является ГС, она рассматривается как *система признаков*, которая не имеет ни физического объема, ни фиксированных координат в геологическом пространстве (например, классификации пород по проницаемости, плотности, модулю Юнга).

Зачастую при анализе какого-либо петрофизического признака последний, как правило, рассматривается в пределах всего пласта без учета неоднородности самого пласта (принадлежность разных частей пласта к разным фациям). Результаты анализа при подобном подходе являются нередко противоречивыми и неоднозначными.

Вышеуказанные трудности можно преодолеть (либо свести к минимуму), если анализ свойств пород (петрофизических) выполнять с привлечением системы знаний *региональной петрофизики*. Вслед за Г.К. Бондариком (1981), разработавшим общие теоретические основы инженерной геологии, мы полагаем, что основу предмета

региональной петрофизики должна составлять система знаний о закономерностях пространственного размещения пород (петрофизических), о закономерностях пространственной изменчивости их состава, состояния и свойств, о природе формирования пространственных закономерностей. В отличие от общей, региональная петрофизика должна представлять породу не только в пространстве признаков, но и в геологическом пространстве. Она должна рассматривать породу как геологическое тело, занимающее фиксированное положение в геологическом пространстве. Объектом региональной петрофизики являются *геологические тела*, выделенные по вещественному фактору. Геологические тела, их структура, вещественный состав и свойства являются результатом взаимодействия физических полей определенной динамической системы. Поэтому свойства геологических тел, сформировавшихся в различных палеогеографических условиях, отражают характерные унаследованные черты, присущие только этим условиям.

Отрыв общей петрофизики от региональной основы ведет к технологии измерения параметров породы, применяемых только в статистических расчетах. Расчеты нацелены в основном на получение высокой степени достоверности аппроксимации сопоставляемых параметров, поэтому часто прогнозные и фактические результаты бывают труднообъяснимы.

Анализ  $K_{\text{п}}$  и  $P_{\text{п}}$  выполнялся с учетом особенностей признакового и геологического пространства. В признаковом пространстве, помимо собственно пористости, рассматривается тип глинистости, а также в интегральном виде – удельная поверхность поровых каналов, их извилистость, форма упаковки структурных породообразующих элементов, в геологическом – фации. Расчленение ГС по вещественному составу и условиям формирования в аспекте



региональной петрофизики представляет определенные трудности в методическом плане, требует значительных материальных и финансовых затрат. Поэтому исходя из практических задач геологические тела выделялись на основе фаций, которые, в свою очередь, диагностировались с использованием формы кривых ПС (потенциалов самопроизвольной поляризации). Методика определения фаций с использованием данных ПС (далее – электрофаций) для решения геологических вопросов детально расписана в известной монографии В.С. Муромцева [19].

### **Методы и результаты исследований**

Анализ  $P_n = f(K_n)$  выполнялся для пласта Ю2 по скв. 215, 318, 417, 613 и 1610 Вынгапуровского месторождения.

Отложения коллектора пласта Ю2 в пределах скважины 215 представлены светло-серым, местами с буроватым оттенком, мелкозернистым алевритовым и алевритистым песчаником с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Текстура преимущественно массивная. Встречаются тонкие прослои углисто-слюдистого и глинистого материала, отмечаются стяжения сидерита, углефицированный растительный детрит и включения пирита.

Коллектор пласта Ю2 в районе скважины 318 состоит из светло-серого и буровато-серого мелкозернистого и средне-мелкозернистого алевритистого и алевритового песчаника с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Встречаются прослои и линзочки углисто-глинистого и глинистого материала. Текстура массивная, прерывисто-волнистая, пологая косоволнистая и линзовидная. Отмечаются намывы углисто-слюдистого материала, стяжения сидерита и обломки углефицированной древесины.

Породы коллектора пласта Ю2, вскрытые скважиной 417, представляют собой серый мелкозернистый алевритистый и алевритовый песчаник, прослоями

неравномерно глинистый, местами переходящий в алевролит мелко-крупнозернистый песчаный с глинистым цементом. Текстура в основном микрослоистая. Отмечаются намывы углисто-слюдистого материала и прослойки аргиллита темно-серого алевритистого толщиной от первых мм до 2 см. По намывам обильно развит сидерит. Наблюдаются следы жизнедеятельности роющих организмов.

Коллектор пласта Ю2 в разрезе скважины 613 сложен светло-серым мелкозернистым алевритовым песчаником с глинистым и глинисто-карбонатным цементом и светло-серым мелко-крупнозернистым алевролитом с глинистым цементом. В песчанике присутствуют углефицированный растительный детрит и углисто-слюдистый материал, тонкие слойки и линзочки глинистого вещества, отмечаются ходы роющих организмов, выполненные глинистым материалом. В алевролите встречаются многочисленные слойки и линзочки глинистого материала и углефицированного растительного детрита, а также агрегаты пирита и стяжения сидерита.

Отложения коллектора пласта Ю2, вскрытые скважиной 1610, представляют собой светло-серый мелкозернистый алевритовый песчаник с карбонатно-глинистым и глинисто-карбонатным цементом с единичными тонкими слойками углисто-слюдистого материала, подчеркивающими параллельную горизонтальную, флазерную слоистость. Отмечается углефицированный растительный детрит.

Состав и облик пород пласта Ю2 косвенно свидетельствуют, что палеоусловия осадконакопления в районах дислокации скважин 215, 318, 417, 613 и 1610 в той или иной степени отличались друг от друга. Априори можно предположить, что различие в обстановке формирования ГС предопределило неоднородность в петрофизических свойствах пород.



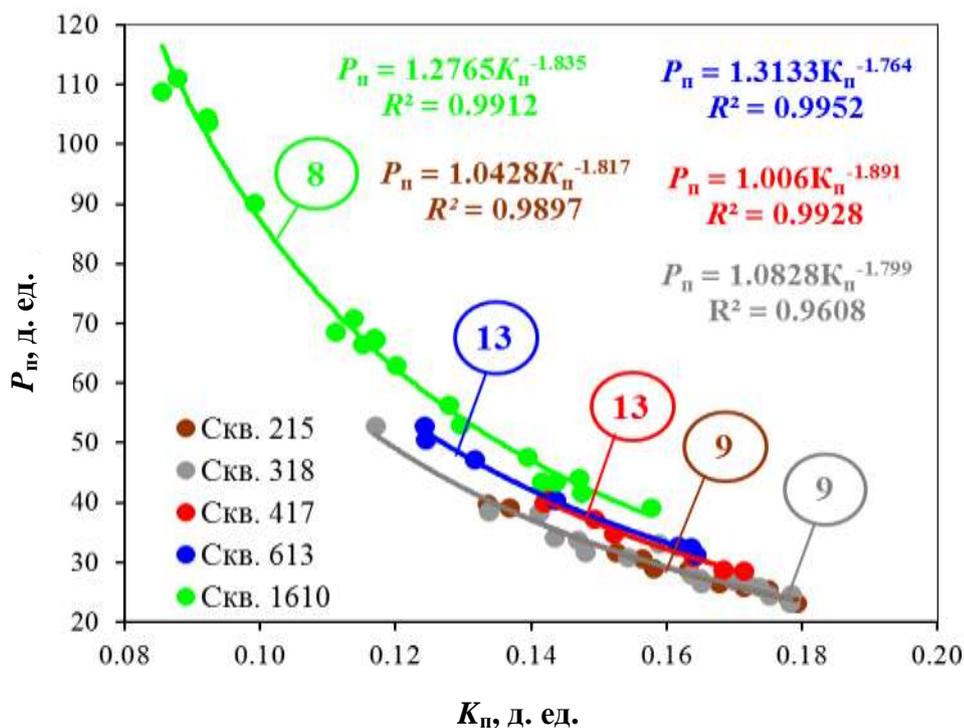


Рис. 1. Сопоставление параметра пористости ( $P_n$ ) и открытой пористости ( $K_n$ ) для пород пласта Ю2 Вынгапуровского месторождения

На рис. 1 представлено сопоставление  $K_n$  и  $P_n$  по 5 скважинам (для удобства восприятия информации графики представлены не в билогарифмическом масштабе). Видно, что точки, представляющие  $K_n$  и  $P_n$ , не принадлежат одной кривой, а разделяются на три группы: 1-я группа – скважины 215 и 318; 2-я – скважины 417 и 613; 3-я – скважина 1610.

Постараемся осмыслить, почему в пределах одного и того же пласта по латерали связь между  $K_n$  и  $P_n$  столь различна.

**Причина № 1 – объективная.** Данные ПС указывают, что форма кривых в пределах исследуемого пласта существенным образом отличается от скважины к скважине. Из многочисленных отечественных и зарубежных опубликованных материалов известно, что форма диаграммы ПС тесно связана с обстановкой осадконакопления и различными геологическими параметрами [2–9, 12, 13, 16, 17, 18, 20, 21, 23, 24 и др.]. Выполнив анализ формы кривых ПС по Муромцеву [19] для данного пласта, удалось

выявить 3 электрофации (рис. 2): 8 пляжей (скважина 1610), 9 – вдольбереговых баров (скважины 215 и 318), 13 головных частей разрывных течений (скважины 417 и 613).

Известно также, что тип глинистости, количество и состав глины нередко оказывают решающее значение на величину электрического сопротивления пород. К сожалению, до настоящего времени всестороннему изучению глинистости пород нефтяных месторождений не придают должного значения.

На рис. 3 показан результат массового определения типа распределения глинистости пласта Ю2 скважин 215, 318, 417, 613 и 1610. Алгоритм установления типа глинистости предельно ясен из рисунка. При слоистом распределении глинистые частицы замещают зерна песчаника и заполняют поровое пространство, при рассеянном включении глинистые частицы заполняют только поровое пространство, а при структурном – глинистые минералы замещают только зерна песчаника (рис. 4).



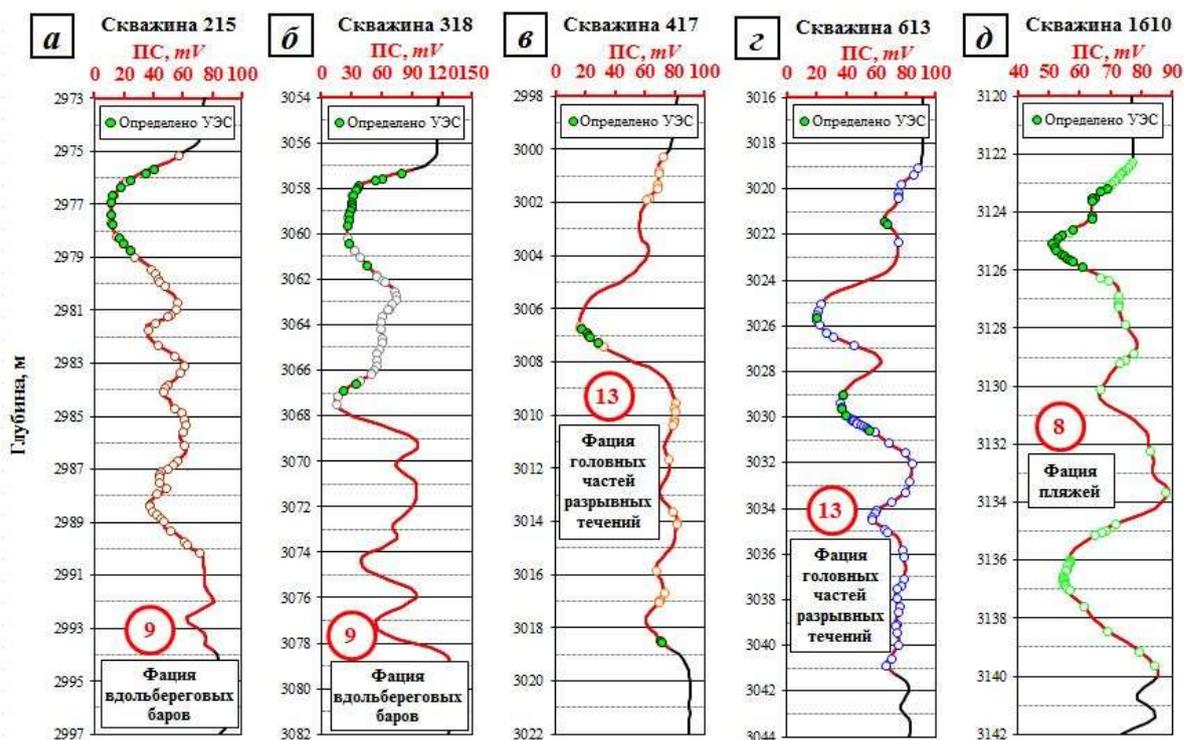


Рис. 2. Данные ПС для пород пласта Ю2 скважин 215 (а), 318(б), 417 (в), 613 (г) и 1610 (д) Вынгапуровского месторождения

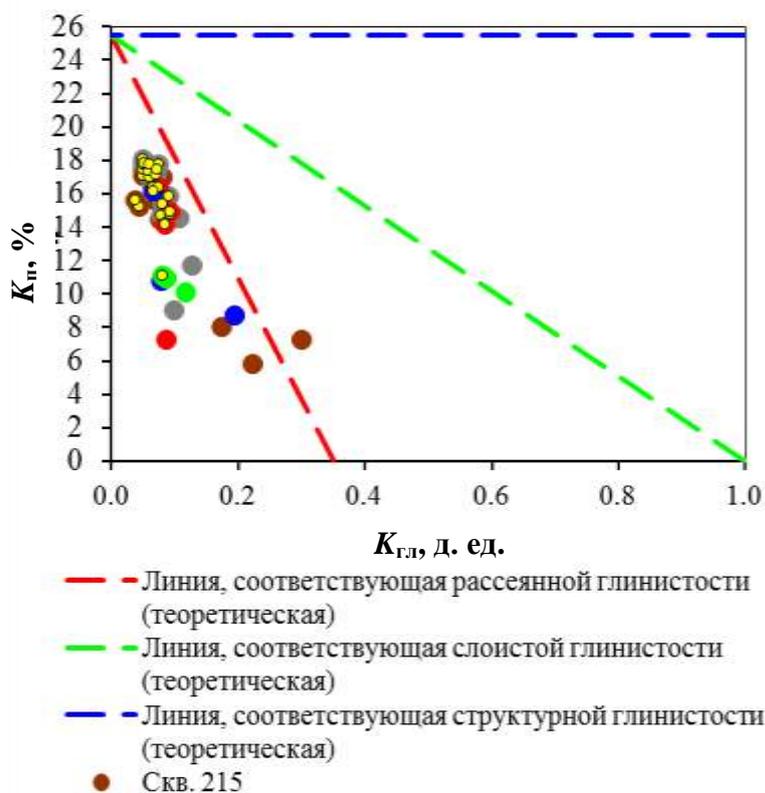


Рис. 3. Сопоставление объемной глинистости ( $K_{гп}$ ) и открытой пористости ( $K_n$ ) для пород пласта Ю2 Вынгапуровского месторождения



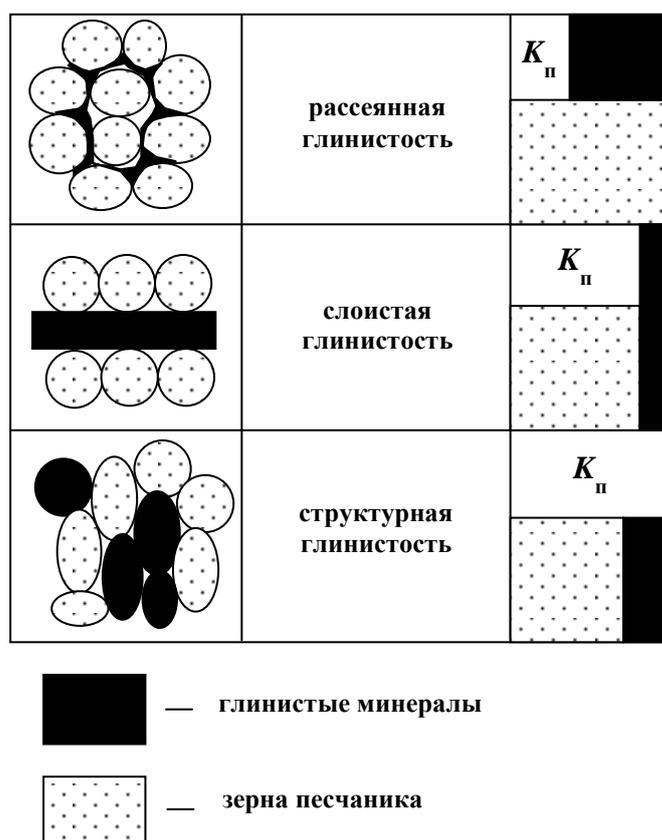


Рис. 4. Типы распределения глин в глинистом песчанике и их влияние на пористость [3]

При одном и том же значении коэффициента глинистости ( $K_{гг}$ ), емкостные свойства породы определяются следующим образом: при слоистой глинистости  $K_{п} = K_{п}^{max} (1 - K_{гг})$ , при рассеянной –  $K_{п} = K_{п}^{max} - K_{гг}$ , при структурной –  $K_{п} = K_{п}^{max}$  [22]. Из рис. 3 также видно, что в скважинах 215, 318, 417, 613 и 1610 преобладает преимущественно рассеянная глина. Рассеянные в поровом пространстве глинистые минералы могут встречаться в виде отдельных частичек, покрытий зерен песчаника (это способствует появлению сросшихся глинистых кристаллических покрытий на зернах) и кристаллических перемычек или мостов из глинистых минералов внутри порового пространства породы (рис. 5). Для всех этих видов распределения глины в поровом пространстве породы характерно специфичное и чрезвычайно сильное влияние глин на проницаемость пласта (рис. 6). Например, при

одной и той же пористости глинистые перемычки в поровом пространстве характерны главным образом для плотных пород (проницаемость менее 1 мД). Глинистые покрытия на поверхности зерен песчаника имеют породы проницаемостью от 1 до 200 мД. При наличии в поровом пространстве дискретных глинистых частиц проницаемость существенно возрастает и достигает 100...1000 мД, что присуще неглинистым породам. Другими словами, проницаемость коллектора сильно зависит от вида распределения глинистых минералов в поровом пространстве [22].

Для анализа сопротивления, пористости и проницаемости пласта Ю2 выделены петрофизические типы пород (рис. 6). Для этой цели использованы теоретические и эмпирические выводы Пуазейля, Дарси, Козени и Кармана, объясняющие зависимость проницаемости от пористости:



$$K_{np} = \frac{K_{п}^3}{(1 - K_{п})^2} \times \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}, \quad (1)$$

где  $F_s$  – коэффициент, зависящий от формы упаковки частиц,  $\tau^2$  – извилистость поровых каналов,  $F_s \tau^2$  – константа Козени,  $S_{gv}^2$  – суммарная поверхность частиц в единице объема породы за вычетом объема пор [1].

Преобразовав уравнение (1), получим:

$$0,0314 \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{п}}} = \frac{K_{п}}{1 - K_{п}} \times \frac{1}{\sqrt{F_s \tau \cdot S_{gv}}} \quad (2)$$

где константа 0,0314 – переводной коэффициент от микрометра квадратного к мД.

В формуле (2) трудноопределяемым параметром является выражение  $1 / \sqrt{F_s \tau \cdot S_{gv}}$ . Обозначим его как FZI ( $F_{zi}$ ) – индикатор зоны потока. Отношение  $K_{np} / K_{п}^{0,5}$  – RQI – индекс (показатель) качества коллектора, или  $I_{rq}$ .

Тогда уравнение (2) примет вид:

$$I_{rq} = K_z F_{zi}, \quad (3)$$

где  $K_z = K_{п} / 1 - K_{п}$ .

Эти преобразования необходимы для того, чтобы оценить, во-первых, качество коллектора, во-вторых, величины  $F_s$ ,  $\tau^2$  и  $S_{gv}^2$ , от которых во многом зависит проницаемость и УЭС пород [1].

Из рис. 6 видно, что в образцах пород пласта Ю2, на которых определено УЭС, преобладают преимущественно рассеянные глины, покрывающие зерна (скважины 215 и 318). Породы этого же пласта скважин 417 и 613 отличаются тем, что преимущественно в поровом пространстве преобладают глины, образующие перемычки. В породах скважины 1610 присутствуют оба вышеприведенных типа распределения глины. При равных емкостных свойствах порода с рассеянной глиной, покрывающей зерна, лучше пропускает электрические заряды, чем породы с рассеянным типом глины в поровом пространстве, образующим перемычки. Это подтверждается графиками на рис. 1. Исключением являются породы скважины 1610, в которых решающее влияние на величину электрического сопротивления пород оказывает повышенное содержание глины и карбонатов (рис. 7).

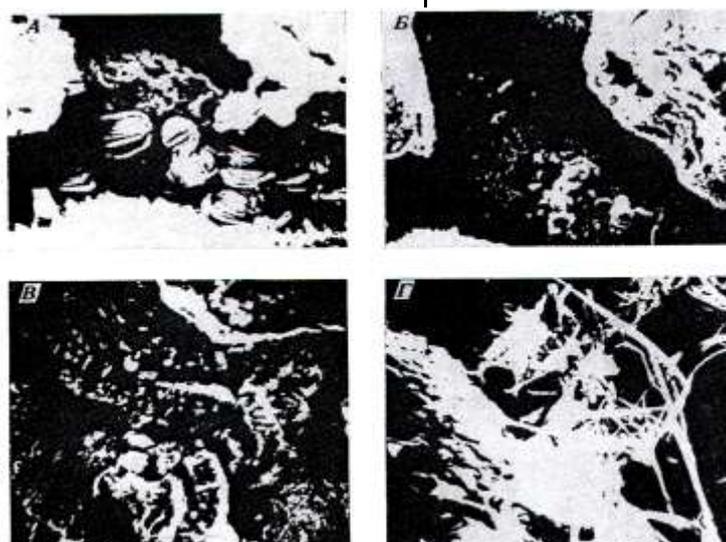


Рис. 5. Примеры распределения глинистых минералов, встречающихся в поровом пространстве пород в рассеянной форме по В.Х. Ферглю:

*A* – частичное заполнение порового пространства кристаллами аутигенного каолинита; *B* – смектитовая пленка на поверхности зерен песчаника; *B* – аутигенный хлорит покрывает поверхность зерен и заполняет поровое пространство породы; *Г* – заполнение порового пространства породы аутигенным иллитом

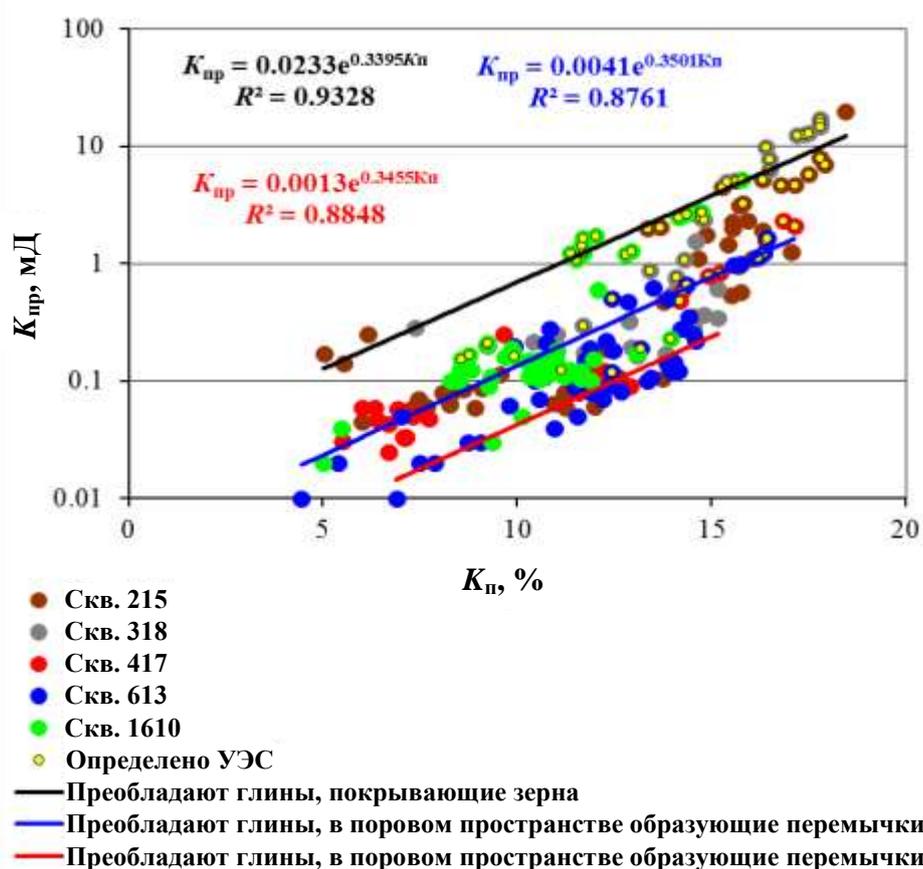


Рис. 6. Зависимость между открытой пористостью ( $K_n$ ) и газопроницаемостью ( $K_{пр}$ ) для пород пласта Ю2 Вынгапуровского месторождения

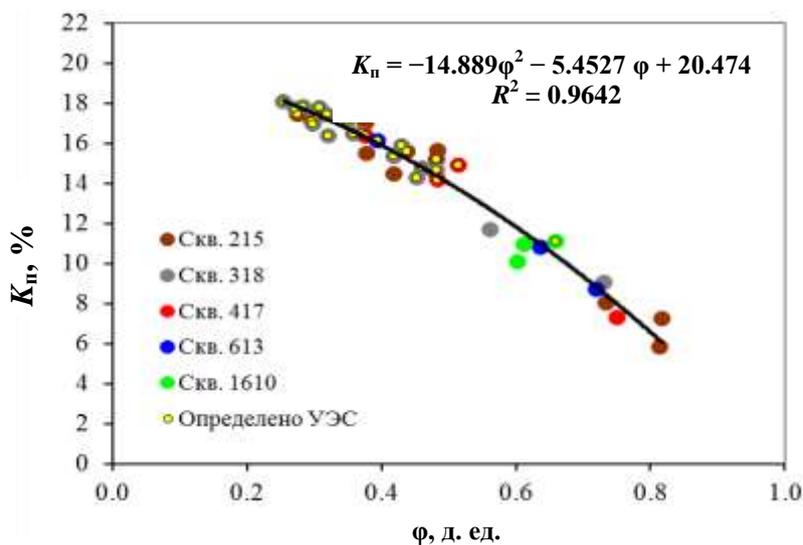
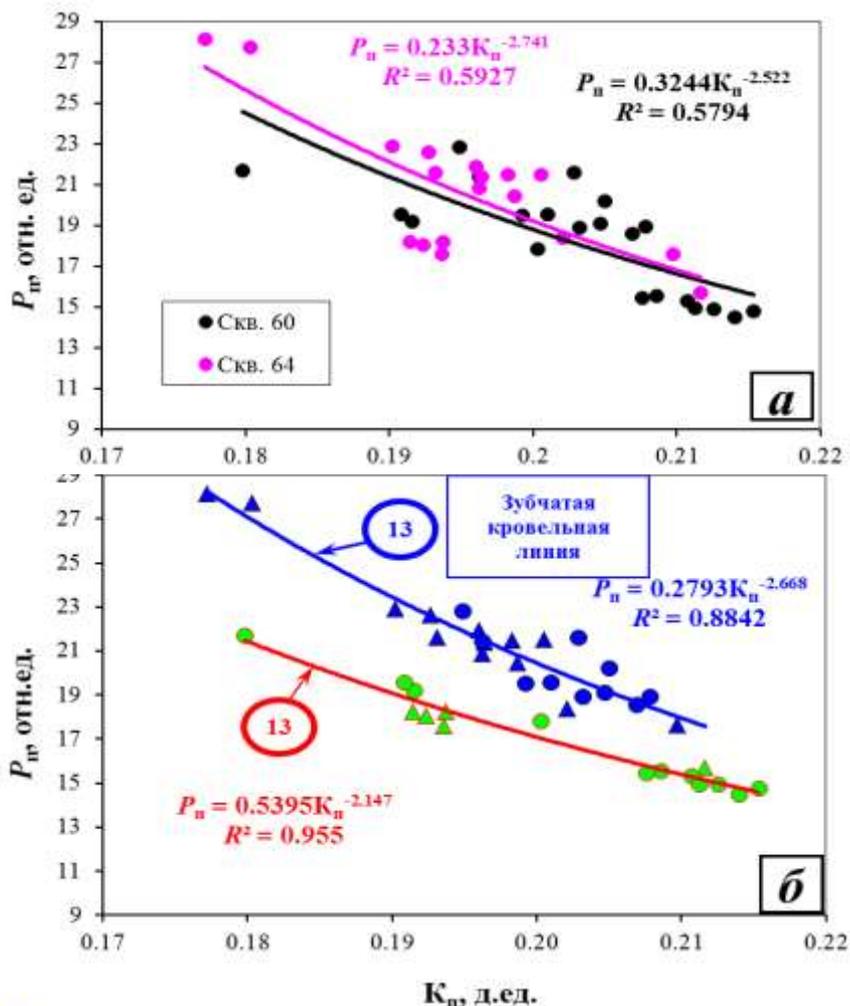


Рис. 7. Сопоставление относительной глинисто-карбонатности ( $\phi$ ) и открытой пористости ( $K_n$ ) для пород пласта Ю2 Вынгапуровского месторождения





- ▲ На рис. (б) – Скв. 64, преобладают глины, покрывающие зерна и образующие в поровом пространстве перемычки
- ▲ На рис. (б) – Скв. 64, преобладают глины в виде дискретных частиц
- На рис. (б) – Скв. 60, преобладают глины, покрывающие зерна и образующие в поровом пространстве перемычки
- На рис. (б) – Скв. 60, преобладают глины в виде дискретных частиц

Рис. 8. Сопоставление параметра пористости ( $P_n$ ) и открытой пористости ( $K_n$ ): а – до и б – после анализа (Ярайнерское месторождение, скважины 64 и 60, пласт БВ6)

Подобная неадекватность между электрическим сопротивлением, проницаемостью и пористостью обусловлена прежде всего неодинаковыми условиями осадконакопления в разных частях пласта Ю2 и последующими литогенетическими преобразованиями. Различие в обстановке осадконакопления в свою очередь определило региональную неоднородность петрофизических свойств в пределах рассматриваемого пласта. Следствием этого является высокая вариация соотношения  $P_n$  и  $K_n$  в сопоставлении с разными

частями пласта.

**Причина № 2 – субъективная и объективная.** Важным моментом, искажающим результаты истолкования данных  $P_n$  и  $K_n$ , зачастую является отсутствие системы отбора образцов по разрезу пласта для лабораторных исследований. На рис. 8 показано совместное и раздельное сопоставление  $P_n$  и  $K_n$  пласта БВ6 скважин 60 и 64 Ярайнерского месторождения. Обратившись к рис. 9, убеждаемся, что пласт БВ6 представлен одним геологическим телом (ГТ) – фацией



головных частей разрывных течений.

Однако ни по скважине 60, ни по скважине 64 отобранные образцы для исследований не являются репрезентативными – в первой скважине образцы взяты в основном из зоны максимальной аномалии ПС, во второй – из средней и минимальной. Участки в минимальной зоне аномалии ПС в обеих скважинах характеризуются различной формой, что говорит о различии свойств пород, слагающих пласт. Хотя разные части пласта отнесли к одной фации, тем не менее при более детальном рассмотрении можно видеть, что в завершающей фазе условия осадконакопления данной фации часто менялись.

Верхняя часть отложений пласта (зубчатая кровельная линия) характеризуется повышенным содержанием глинистого и карбонатного материала (рис. 10), который оказывает существенное влияние на электропроводность пород. Для пласта БВ6 также выполнено определение типа распределения глинистости скважин 60 и 64 (рис. 11). Из рис. 11 видно, что в пласте БВ6 преобладает преимущественно рассеянная глина. На рис. 12 показано, что в образцах пород верхней части пласта БВ6 (зубчатая кровельная линия), на которых определено УЭС, преобладает преимущественно рассеянная глина, покрывающая зерна, а в средней части пласта – глина в виде дискретных частиц.

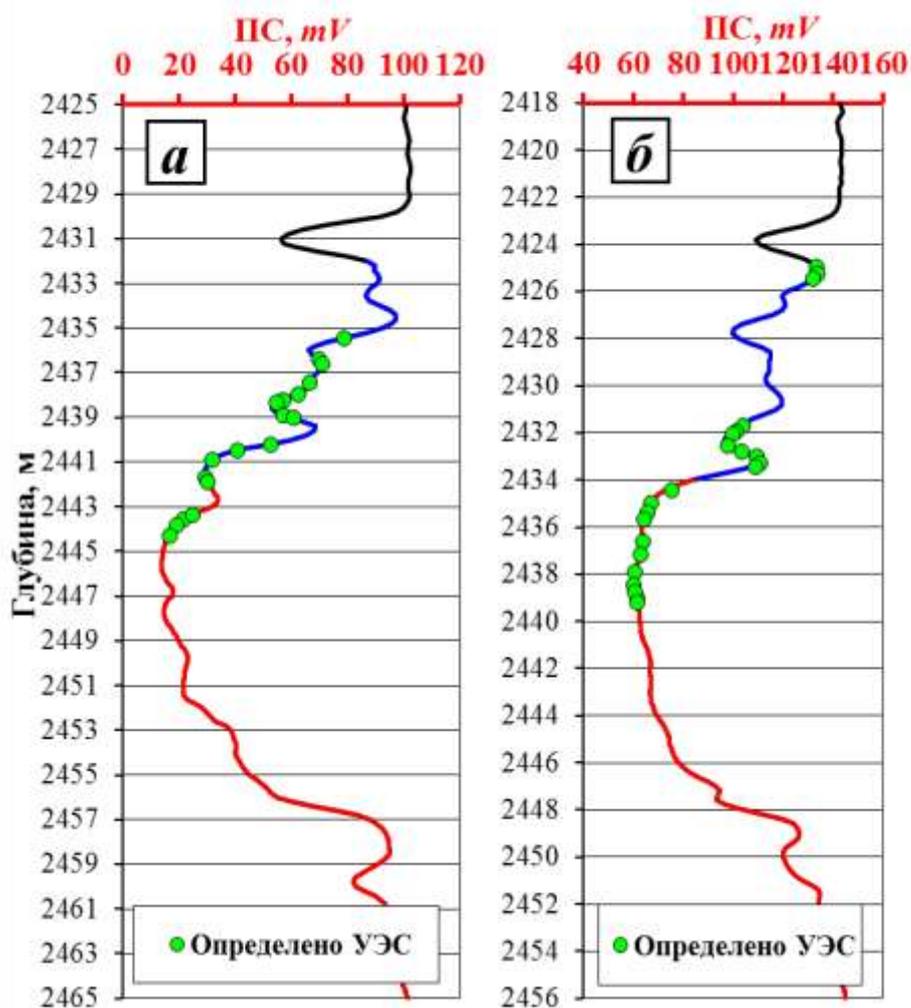


Рис. 9. Данные ПС для пород пласта БВ6 скважин 64 (а) и 60 (б) Ярайнерского месторождения



При равных емкостных свойствах порода с рассеянной глинистостью в виде дискретных частиц обладает лучшей способностью пропускать электрические заряды, по сравнению с породой с рассеянной глинистостью, покрывающей зерна, что подтверждается графиками на рис. 8. В данном случае мы полагаем, что

неадекватность связи между  $P_{II}$  и  $K_{II}$  обусловлена двумя причинами:

- 1) отсутствием представительного набора образцов (керна);
- 2) пренебрежением особенностями (закономерностями) условий формирования пласта.

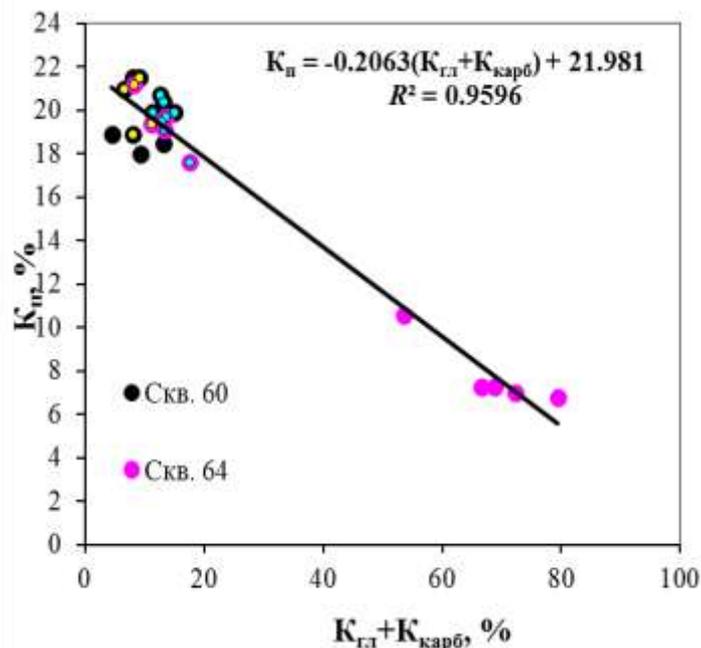


Рис. 10. Сопоставление суммарного значения объемной глинистости и карбонатности ( $K_{г.л.} + K_{карб.}$ ) с открытой пористостью ( $K_{II}$ ) для пород пласта БВ6 Ярайнерского месторождения

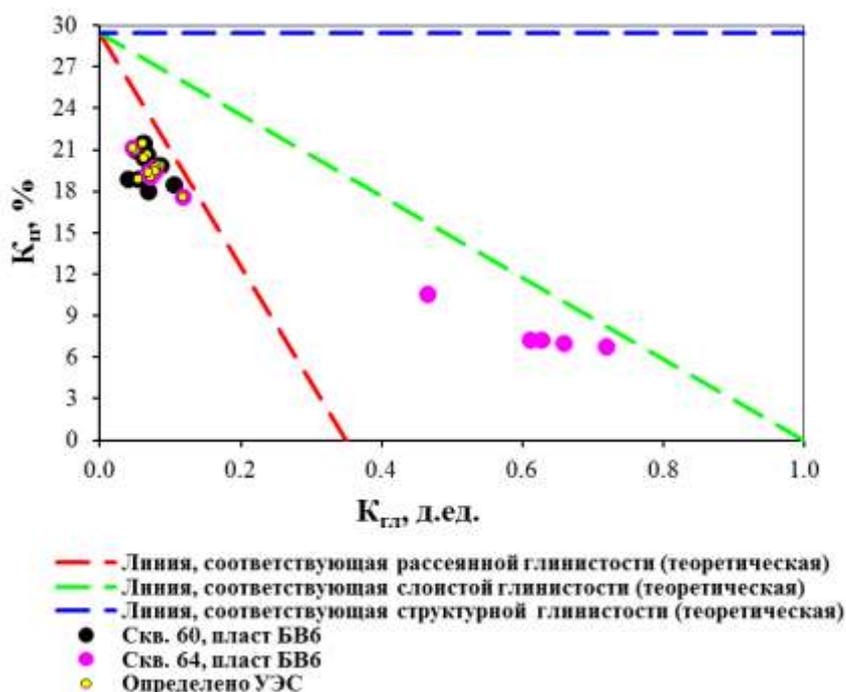


Рис. 11. Сопоставление объемной глинистости ( $K_{г.л.}$ ) и открытой пористости для пород скважин 60 и 64 Ярайнерского месторождения



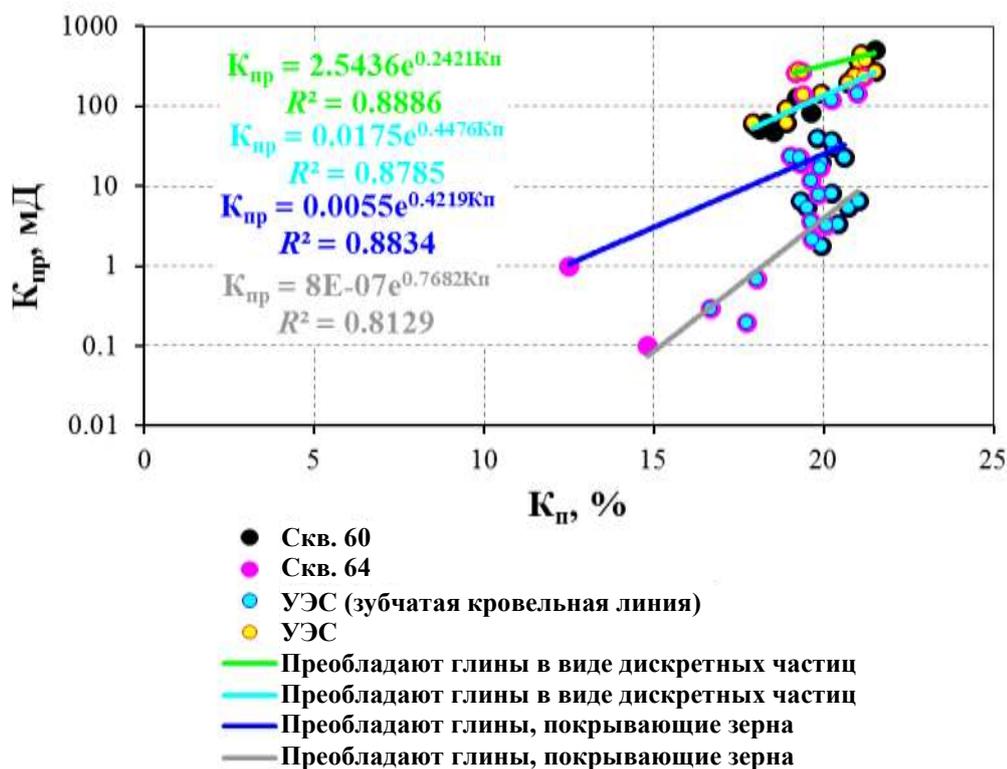


Рис. 12. Зависимость между открытой пористостью ( $K_{п}$ ) и газопроницаемостью ( $K_{пр}$ ) пород пласта БВ6

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании многочисленных анализов данных  $K_{п}$ ,  $P_{п}$  и ГИС мы приходим к выводу, что нецелесообразно совместно обрабатывать петрофизические данные и данные ГИС, которые получены в ГС, представляющие различные фации – геологические тела. Следует, очевидно, фокусировать внимание на том, где, на какой основе и каким образом выделять ГТ, т.е. выполнить классифицирование ГТ – районирование. Петрофизическое моделирование разумно выполнять уже в пределах выделенных районов. При решении теоретических и практических задач петрофизики и геофизики нельзя обходиться лишь той информацией, которая характеризует только объект общей петрофизики. С целью повышения достоверности результатов анализа петрофизических и геофизических данных надо максимально использовать атрибуты региональной петрофизики. Необходимо развивать теоретическую базу петрофизики, формировать системный подход для решения различных задач.

## Библиографический список

1. Abbaszaden M.D., Fujii H. and Fujimoto F. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Application. SPE Formation Evaluation, December 1996. P. 263-271.
2. Nanz R.H. Genesis of Oligocene sandstone reservoir, Seeligson Field, Jim Wells and Kleberg Counties, Texas. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1954, vol. 38. P. 96-117.
3. Pirson S.J. Sedimentological studies by log curve shapes. - In: Geologic well log analysis. 1970. P. 36-58.
4. Pirson S.J. SP and EH curves as redoxomorphic logs. - In: Geologic well log analysis, Houston, Texas, Gulf. Publ. Co, 1970. P. 1-35.
5. Saitta S., Visher G.S. Subsurface study of the Southern portion of the Bluejacket delta. - In: Oklahoma City Geol. Soc. Guidebook, 1968. P. 53-68.
6. Shelton J.W. Stratigraphic models and general criteria for recognition of alluvial, barrier - bar, and turbidity - current sand deposits. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1967, vol. 51, N 12. P. 2441-2461.
7. Shelton J.W. Correlation sections and log maps in determination of sandstone trends. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1972, Vol. 56, N 8. P. 1541-1544.
8. Visher G.S. Depositional framework of the



- Biujacket-Barteville sandstone. - In: Oklahoma City. Geol. Soc. Guidebook. 1968. P. 32-51.
9. Visher G.S. How to distinguish barrier bar and channel sands. - World Oil, 1969, vol. 68, N 6. P. 106-108.
10. Бондарик Г.К., Ярг Л.А. Инженерно-геологические изыскания: Учебник. – М.: КДУ, 2007. – 424 с.
11. Бондарик Г.К. Общая теория инженерной (физической) геологии. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
12. Вендельштейн Б.Ю. Исследования разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966. – 271 с.
13. Вендельштейн Б.Ю., Манчева Н.В., Петерсилье В.И. Комплексная интерпретация диаграмм потенциалов поляризации и естественной радиоактивности. – Тр МИНХ и ГП. – 1969. – Вып. 89. – С. 72-79.
14. Горные породы // Геологический словарь. Т.1. М.: Госгеолтехиздат, 1960. – С. 187-188.
15. Горная порода // Российская геологическая энциклопедия. Т.1. – СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2010. – С. 432.
16. Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 390 с.
17. Латышева М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин – М.: Недра, 1975. – 271 с.
18. Москалева В.Н. Горные породы // Геологический словарь. Т.2. – М.: Недра, 1978. С. 121.
19. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
20. Муромцев В.С., Петрова Р.К. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. – Л., 1979. – 73 с. (ВНИГРИ).
21. Муромцев В.С. Методика локального прогноза песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фаций. – В кн.: Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа (сборник трудов). – Л., 1981. С. 5-23 (ВНИГРИ).
22. Фергл В.Х. Определение глинистости песчаников // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 10. – С. 22-28.
23. Чернова Л.С. К вопросу о возможном выявлении перерывов в осадконакоплении литологическими методами. – В кн.: Тектоника и нефтегазоносных районов Западной Сибири. 1971. – С. 120-123 (Тр. СНИИГГиМС, вып. 132).
24. Чернышев Н.И. Построение палеогеографических карт по данным электрокаротажа. – В кн.: Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений. – Пермь: 1972. – №10. – С. 129-133.

**“Gornye nauki i tehnologii”/ “Mining science and technology”, 2016, No. 2, pp. 50-63**

<b>Title:</b>	<b>Analysis of porosity parameter with involvement of elements of regional petrophysics (electrofacies) and clayness type</b>
<b>Author 1</b>	Name&Surname: <b>Ivan B. Ratnikov</b> Company: <b>LLC «Neftecom»</b> Work Position: <b>Deputy General Director on scientific work</b> Contacts: <b>IBRatnikov@mail.ru</b>
<b>Author 2</b>	Name&Surname: <b>Roman S. Shulga</b> Company: <b>PJSC «SibNIINP»</b> Work Position: <b>Head of the Department of petrophysics</b> Contacts: <b>romshulga@mail.ru</b>
<b>Author 3</b>	Name&Surname: <b>Evgeniy A. Romanov</b> Company: <b>PJSC «SibNIINP»</b> Work Position: <b>Director of petrophysics Department</b> Scientific Degree: <b>Ph.D</b> Contacts: <b>romanovea@list.ru</b>
<b>Author 4</b>	Name&Surname: <b>Sergei N. Bastrikov</b> Company: <b>PJSC «SibNIINP»</b> Work Position: <b>General Director</b>



	<p>Scientific Degree: <b>Ph.D</b>                  Contacts: <b>bastrikov@sibniinp.ru</b></p>
<b>Abstract:</b>	<p>The most important estimation parameter – the open porosity coefficient (<math>K_p</math>) - in petrophysical laboratories is, as a rule, determined for the productive formation on the whole and without taking into account its regional heterogeneity. As a basic criterion at selecting the samples to construct the model <math>R_p = f(K_p)</math> a range of the porosity value is taken. In this case it is assumed that the higher is <math>\Delta K_p</math>, the higher is the validity of the relation <math>R_p = f(K_p)</math>. However, in practice such concept often creates the problems of ambiguity in determining the porosity by the electric resistivity of water saturated samples in different wells even within one field. This phenomenon is resulted from neglecting, on one hand, the specific features of the regional petrophysics object - facies, which are reflected in the form of well logging curves including SP, and, on the other hand, the element of the general petrophysics object – a type of clayness. The breakdown (classification) of the formation by facies, determination and taking into consideration the type of clayness as well as distinguishing and analysis of petrophysical types of rock based on the rock porosity and permeability characteristics within a formation permit to obtain satisfactory relations between electric resistivity and porosity of the rock.</p>
<b>Keywords:</b>	porosity, electric resistivity, facies, claynes
<b>References:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Abbaszaden M.D., Fujii H. and Fujimoto F. Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Application. SPE Formation Evaluation, December 1996. P. 263-271.</li> <li>2. Nanz R.H. Genesis of Oligocene sandstone reservoir, Seeligson Field, Jim Wells and Kleberg Counties, Texas. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1954, vol. 38. P. 96-117.</li> <li>3. Pirson S.J. Sedimentological studies by log curve shapes. - In: Geologic well log analysis. 1970. P. 36-58.</li> <li>4. Pirson S.J. SP and EH curves as redoxomorphic logs. - In: Geologic well log analysis, Houston, Texas, Gulf. Publ. Co, 1970. P. 1-35.</li> <li>5. Saitta S., Visher G.S. Subsurface study of the Southern portion of the Bluejacket delta. - In: Oklahoma City Geol. Soc. Guidebook, 1968. Pp. 53-68.</li> <li>6. Shelton J.W. Stratigraphic models and general criteria for recognition of alluvial, barrier - bar, and turbidity - current sand deposits. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1967, vol. 51, No. 12. Pp. 2441-2461.</li> <li>7. Shelton J.W. Correlation sections and log maps in determination of sandstone trends. - Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1972, Vol. 56, No. 8. Pp. 1541-1544.</li> <li>8. Visher G.S. Depositional framework of the Bluejacket-Barteville sandstone. - In: Oklahoma City. Geol. Soc. Guidebook. 1968. Pp. 32-51.</li> <li>9. Visher G.S. How to distinguish barrier bar and channel sands. - World Oil, 1969, vol. 68, No. 6. Pp. 106-108.</li> <li>10. Bondarik G.K., Jarg L.A. Inzhenerno-geologicheskie izyskanija: Uchebnik. [Geotechnical surveys: Textbook.] – M.: SAM, 2007. 424 p.</li> <li>11. Bondarik G.K. Obshhaja teorija inzhenernoj (fizicheskoj) geologii. [The general theory of the engineering (physical) geology.] – M.: Nedra, 1981. 256 p.</li> <li>12. Vendel'shtejn B.Ju. Issledovaniya razrezov neftnykh i gazovykh skvazhin metodom sobstvennykh potencialov. [Research cuts oil and gas wells by own capacities.] – M.: Nedra, 1966. 271 p.</li> <li>13. Vendel'shtejn B.Ju., Mancheva N.V., Petersil'e V.I. Kompleksnaja interpretacija diagramm potencialov poljarizacii i estestvennoj radioaktivnosti. [Petersil'e VI Integrated interpretation of diagrams and polarization potentials of natural radioactivity.] – Proc. Minh and GP – 1969. – Vol. 89. – pp. 72-79.</li> <li>14. Gornye porody [Rocks] // Geological dictionary. Vol. 1. M.: Gosgeoltekhizdat, 1960. Pp. 187-188.</li> <li>15. Gornaja poroda [The rock] // Russian geological encyclopedia. Vol. 1. SPb.: Publisher VSEGEI, 2010. P. 432.</li> <li>16. Dahnov V.N. Interpretacija karotazhnykh diagramm. [Interpretation of well logs.] – M.: M.: Gostoptehidat, 1948. – 390 p.</li> <li>17. Latysheva M.G., Vendel'shtejn B.Ju., Tuzov V.P. Obrabotka i interpretacija materialov</li> </ol>



- geofizicheskih issledovanij skvazhin [*Processing and interpretation of well logging materials*] – М.: Nedra, 1975 – 271 p.
18. Moskaleva V.N. Gornye porody [*Rocks*] // Geological dictionary. Vol. 2– М.: Nedra, 1978. P. 121.
19. Muromcev V.S. Jeletrometricheskaja geologija peschanyh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza. [*Electrometric geology sand bodies of lithologic oil and gas traps*] – L.: Nedra, 1984. – 260 p.
20. Muromcev V.S., Petrova P.K. Metodicheskie rekomendacii po vyjavleniju litologicheskikh lovushek nefti i gaza. [*Guidelines to identify lithologic oil and gas traps.*] – L., 1979. – 73 p. (VNIGRI).
21. Muromcev V.S. Metodika lokal'nogo prognoza peschanyh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza po jeletrometricheskim modeljam facij. [*Methodology local forecast sandbodies - lithologic traps oil and gas electrometric models of facies*] – In the book: Methods of predicting lithologic and stratigraphic oil and gas deposits (Proc.) – L., 1981. Pp. 5-23 (VNIGRI).
22. Fertl V.H. Opredelenie glinistosti peschanikov [*Determination of clay sandstone*] // Neft', gaz i neftehimija za rubezhom. [*Oil, Gas and Chemicals abroad*] – 1983. – № 10. – Pp. 22-28.
23. Chernova L.S. K voprosu o vozmozhnom vyjavlenii pereryvov v osadkonakoplenii litologicheskimi metodami. [*To a question about the possible detection of breaks in sedimentation lithological methods.*] – In the book: Tectonics and oil and gas regions of Western Siberia. 1971. – Pp. 120-123 (Proc. SNIIGiMS, vol. 132).
24. Chernyshev N.I. Postroenie paleogeograficheskikh kart po dannym jelektrokarotazha. [*Construction of paleogeographic maps according to electric logging*] – In the book: Questions of processing and interpretation of geophysical observations. – Perm: 1972. – No. 10. – Pp. 129-133.

