

Исследование коллекторского потенциала текстурно-неоднородных коллекторов

Акиншин А.В.^{1,2}, Эфа Л.Л.¹, Шульга Р.С.¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
avakinshin@tnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассматриваются результаты определения фильтрационно-емкостных свойств, гранулометрического состава и удельного электрического сопротивления, выполненные на уникальной коллекции образцов керн, характеризующей всю неоднородность горных пород — от максимально чистых коллекторов до чистых глин с равным шагом по степени слоистости. По результатам анализа делаются выводы о коллекторских свойствах горных пород, применимости методик определения доли глинистых прослоев и степени электрической анизотропии заглинизированных прослоев.

Материалы и методы

Определение коэффициента пористости, коэффициента проницаемости в трех направлениях, удельного электрического сопротивления в трех направлениях, гранулометрического состава и количественная оценка доли заглинизированных прослоев на уникальной коллекции из 15 кубических образцов керн из юрских отложений

Ключевые слова

тонкослоистость, текстурная неоднородность, модель Томаса-Штайбера, фильтрационная способность, слоистый коллектор, слоистая глинистость, коэффициент слоистой глинистости

Для цитирования

Акиншин А.В., Эфа Л.Л., Шульга Р.С. Исследование коллекторского потенциала текстурно-неоднородных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-56-60

Поступила в редакцию: 04.10.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.83 | Original Paper

Study of the reservoir potential of texturally heterogeneous reservoirs

Akinshin A.V.^{1,2}, Efa L.L.¹, Shulga R.S.¹

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
avakinshin@tnc.rosneft.ru

Abstract

The paper examines the results of determining the filtration-capacitive properties, granulometric composition and specific electrical composition, performed on a unique collection of core samples characterizing the entire heterogeneity of rocks - from the purest collectors to pure clays with an equal step in the degree of layering. Based on the analysis results, conclusions are made about the reservoir properties of rocks, the applicability of methods for determining the proportion of clay interlayers and the degree of electrical anisotropy of clayed interlayers.

Materials and methods

Determination of porosity coefficient, permeability coefficient in three directions, specific electrical resistance in three directions, granulometric composition and quantitative assessment of the proportion of clayey interlayers on a unique collection of 15 cubic core samples from Jurassic deposits

Keywords

thin layering, textural heterogeneity, Thomas-Steiber model, filtration capacity, layered reservoir, layered clay content, layered clay content coefficient

For citation

Akinshin A.V., Efa L.L., Shulga R.S. Study of reservoir potential of texture-heterogeneous reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 56–60. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-7-56-60

Received: 04.10.2024

Введение

Исследованием текстурной неоднородности и ее влиянием на коллекторские свойства горных пород занимаются уже давно. Самая известная методика интерпретации геофизических исследований скважин — методика Томаса-Штайбера была опубликована в 1975 г. [1]. Отечественные разработки начинаются примерно с того же времени и довольно часто были посвящены известным отложениям «рябчика» Самотлора [2, 3 и др.]. Позже в начале 2000х годов основной интерес был сосредоточен на викуловских отложениях Красноленинского свода [4, 5 и др.].

Необходимо отметить, что ранее в основе всех методик интерпретации лежал единый принцип — пластопересечения, выделяемые по геофизическим исследованиям, состоят из прослоев непосредственно коллекторов и прослоев глин. Причем в методике Томаса-Штайбера прямо оговорено, что глина должна быть мономинеральной.

В настоящее время благодаря масштабным и более достоверным исследованиям керна [4, 5] было показано, что прослой «глин» не являются глинами, а представлены заглинизированными алевролитами. Благодаря чему был поднят вопрос — являются ли они действительно неколлекторами?

Этот вопрос является действительно принципиальным, т.к. оказывает главенствующее влияние при разработке петрофизической модели текстурно-неоднородных коллекторов.

Ранее в работе [6] уже было показано на примере нескольких отложений, что заглинизированные прослои характеризуются коэффициентом пористости ниже граничного значения, а присутствующие в них остаточные углеводороды генерируются исключительно углистым детритом и не связаны с процессами фильтрации.

Однако другими исследователями [7] был предложен тезис о том, что заглинизированные прослои, являясь неколлекторами могут «отжигать» из себя воду при разработке залежи, в связи с падением давления в пропластах-коллекторах. Такой тезис был выдвинут при настройке гидродинамической модели на историю разработки залежи. То есть предположение о возможности «отжимания» воды глин объясняло темпы обводнения скважин.

Данная работа является продолжением ранних работ [6, 8] по исследованию текстурно-неоднородных работ и направлена на снятие обозначенных вопросов.

Методы исследования

Ранее опубликованные работы были основаны на исследовании большого

количества (более 200 шт) кубических образцов керна (рис. 1) и специальной коллекции образцов нестандартной формы, целенаправленно отобранных из заглинизированных прослоев.

В продолжение этого направления исследований была отобрана уникальная коллекция из 15 кубических образцов керна из юрских отложений уватского региона. Её уникальность заключается, в том, что места отбора кубических образцов выбирались так, чтобы охарактеризовать всю неоднородность горных пород — от максимально чистых коллекторов до чистых глин с равным шагом по степени слоистости. При этом текстура всех образцов (кроме массивных) характеризуется как микрослоистые — мощности прослоев от 1 до нескольких миллиметров (рис. 2). Образцы с мезослоистостью (мощность больше 1 см) не отбирались.

На этих образцах были выполнены следующие исследования: определение коэффициента пористости, определение коэффициента проницаемости в трех направлениях, определение удельного электрического сопротивления в трех направлениях, определение гранулометрического состава и количественная оценка доли заглинизированных прослоев (Хгл). Однако на образце с Хгл = 1 выполнены только определения коэффициента пористости.

Все упомянутые исследования выполнялись по принятым стандартным методикам в атмосферных условиях. Определение доли заглинизированных прослоев выполнялось в программном комплексе TextureRock [9].

Уникальным является и тот факт, что определения коэффициента проницаемости выполнены на образцах с долей заглинизированных прослоев до 80 %. В выполненных ранее работах такие определения выполнялись только до доли 60 % и не участвовали в анализе, т.к. характеризовались биотурбированной текстурой.

Результаты

Результаты исследований представлены на рисунке 3. Наблюдается закономерное изменение свойств горных пород с увеличением доли глинистых прослоев: увеличивается глинистость и алевроитистость, уменьшается коэффициент пористости и проницаемости, растет удельное электрическое сопротивление.

Обсуждение

Первое что хотелось проверить — это применимость модели Томаса-Штайбера для этих отложений. На рисунке 4 показано наложение фактических данных на теоретическую палетку. При расчете в качестве пористости чистого песчаника принята величина 15 %, глины — 5 %, коэффициент глинистости глин принят 100 %.

Как можно видеть, палетка не удовлетворительно описывает облако точек — расчетная доля заглинизированных прослоев для большей части образцов не превышает 20 %, хотя доля по образцам достигает 80 %.

Для дальнейшего сопоставления была скорректирована величина глинистости заглинизированных прослоев в палетке

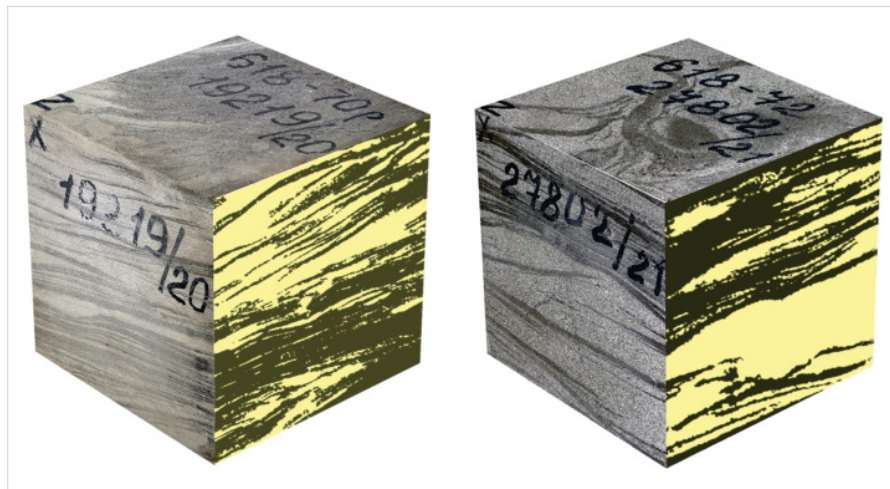


Рис. 1. Пример обработки фотографий кубических образцов
Fig. 1. Example of processing photographs of cubic samples

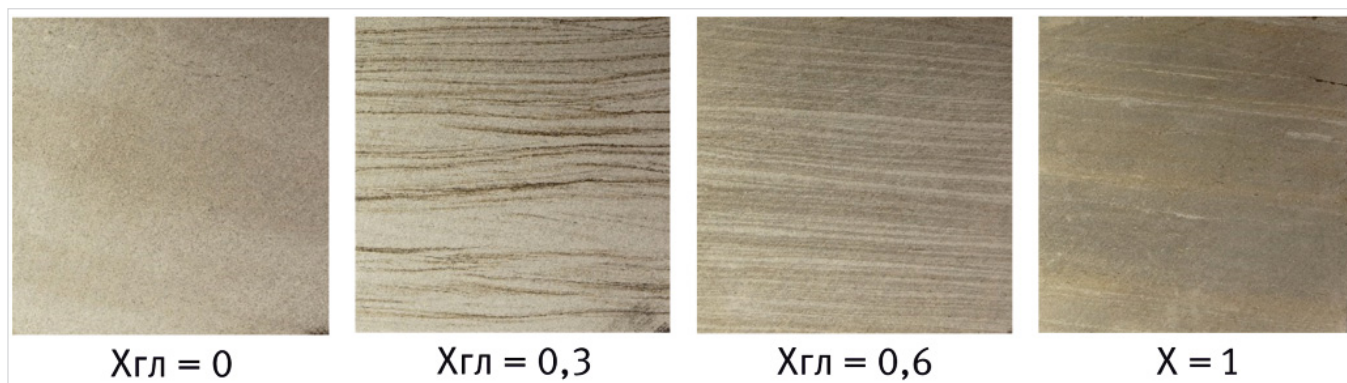


Рис. 2. Текстуры образцов керна
Fig. 2. Textures of core samples

Томаса-Штайбера (рис. 5). На основании керновых определений для чисто глинистых образцов была принята величина равная 34 % (путем интерполяции на рис. 3а). Однако палетка также недостоверно описывает реальные эксперименты.

Далее была проверена формула из работы [10] в варианте использования коэффициента пористости вместо относительно параметра самопроизвольной поляризации (рис. 6 и 7).

$$X_{ГЛ} = a \times \left(\frac{(1 - \Delta K_{П})^b}{1 + c \times \Delta K_{П}} \right) + d \times (e \times \Delta J_{ГК}^f) \quad (1)$$

$$\Delta K_{П} = \frac{K_{П} - K_{П}^{ГЛ}}{K_{П}^{ИСТ} - K_{П}^{ГЛ}}$$

где $a=0,5$ — коэффициент, учитывающий вклад $a_{ПС}$ в оценку,
 $b=2$ — коэффициент, учитывающий влияние дисперсной глинистости на $a_{ПС}$,
 $c=0,5$ — коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $a_{ПС}$ от χ ,

$d=0,5$ — коэффициент, учитывающий вклад $\Delta J_{ГК}$ в оценку,
 $e=1,62$ — коэффициент, учитывающий радиоактивность глинистой компоненты,
 $f=1,5$ — коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $\Delta J_{ГК}$ от χ .

В оригинальной формуле используется двойной разностный параметр гамма-каротажа, который был заменен на коэффициент глинистости. Для этого параметр формулы был использован равный 5 — при таком коэффициенте двойному разностному параметру гамма-каротажа равному 1 соответствует коэффициент глинистости 34 %, определенный для чистых глинистых образцах.

Как видно из приведенного рисунка, предложенная формула удовлетворительно описывает облако точек. Что говорит о правомерности ее применения при петрофизическом моделировании.

Следующее на чем необходимо остановиться — это сопоставление

фильтрационно-емкостных свойств и доли глинистых прослоев и включений.

Как уже было отмечено выше, в выполненных ранее работах в анализе участвовали образцы с долей заглинизированных прослоев до 30 %. Остальные образцы были отбракованы из-за биотурбированной текстуры или разрушились в процессе исследования.

Из сопоставлений (рис. 3г, д) следует, что наблюдается закономерное уменьшение коэффициента пористости — при $X_{ГЛ} > 0,5$, коэффициент пористости имеет величину ниже граничной. Что опять же подтверждает уже установленный факт, что заглинизированные прослои не являются коллекторами.

Но при этом коэффициент проницаемости параллельно напластованию закономерно уменьшается до величины $X_{ГЛ} > 0,3$ и затем практически не изменяется и соответствует граничному значению. Это может говорить о том, что даже при высокой степени слоистости горная порода может сохранять фильтрационный потенциал.

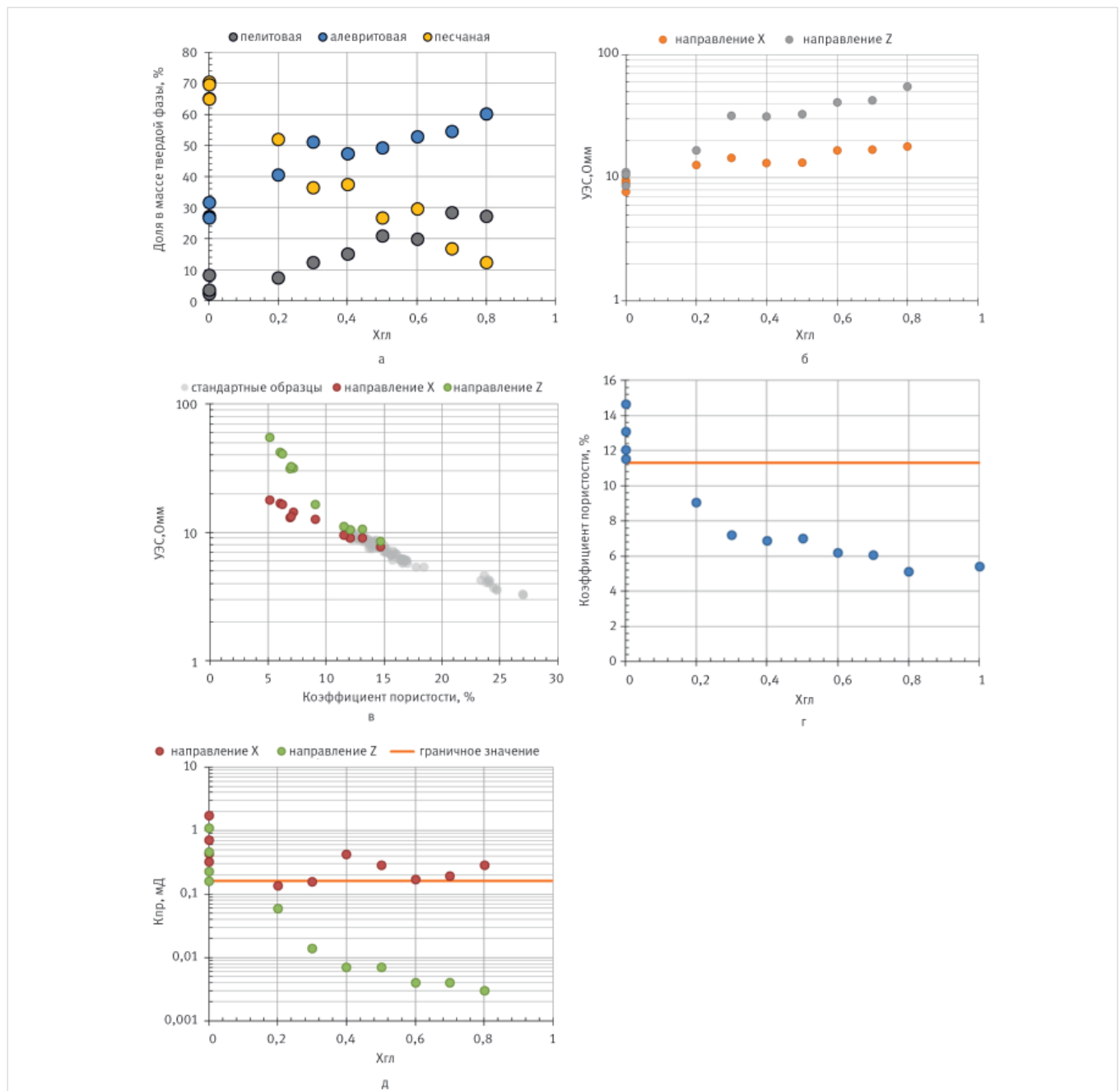


Рис. 3. Результаты исследования
 Fig. 3. Research results

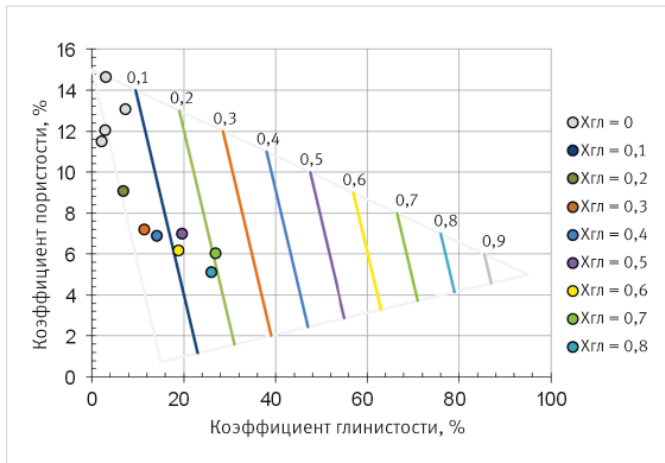


Рис. 4. Палетка Томаса-Штайбера
Fig. 4. Thomas-Steiber palette

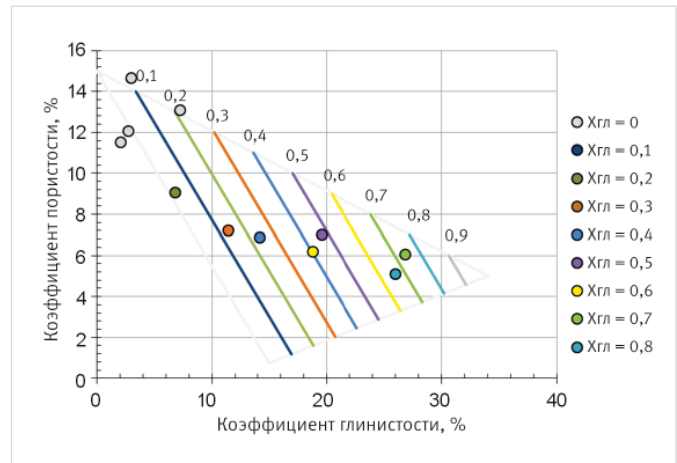


Рис. 5. Скорректированная палетка Томаса-Штайбера
Fig. 5. Corrected Thomas-Steiber palette

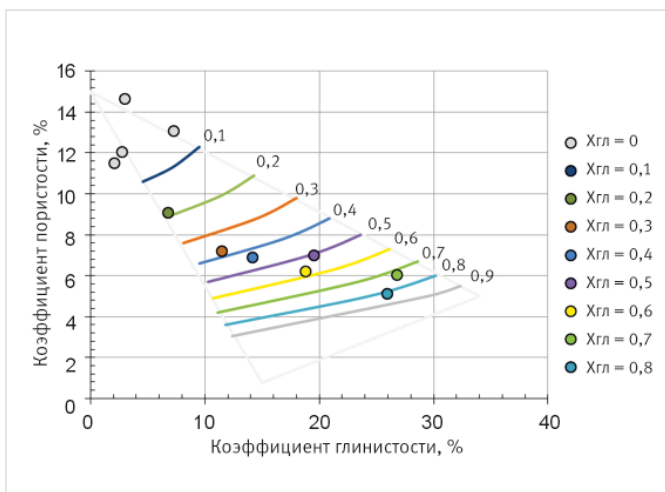


Рис. 6. Сопоставление фактических данных с палеткой рассчитанной на основе формулы (1)
Fig. 6. Comparison of actual data with the palette calculated based on formula (1)

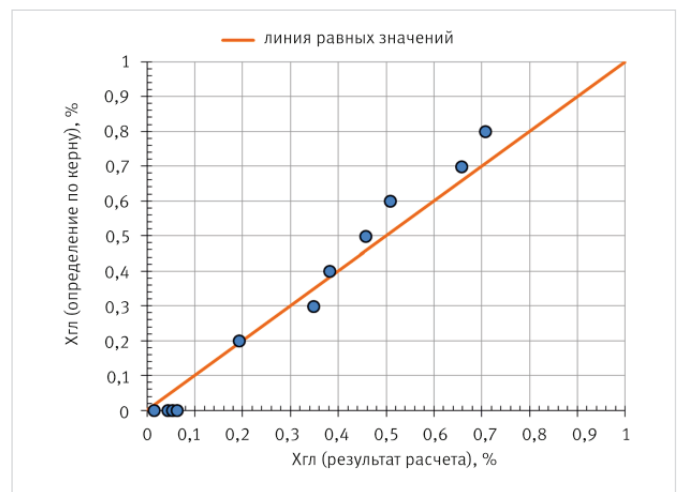


Рис. 7. Сопоставление фактических данных с результатами расчета по формуле (1)
Fig. 7. Comparison of actual data with calculation results using formula (1)

Остается открытым вопрос о возможности фильтрации углеводородов через такие горные породы ($X_{гл} > 0.3$). Исходя из работ [4–6, 11, 12] такие прослои характеризуются отсутствием свечения и увеличением обводнения продукции при разработке [6]. Для попытки ответить на этот вопрос на рассматриваемой коллекции образцов кубических зерна планируется продолжение исследований — планируются капиллярные исследования.

Еще один факт, который требует внимания — это замеренная анизотропия заглинизированных прослоев (рис. 3в), которая составляет 2,5 (сопротивление в перпендикулярном направлении деленное на сопротивление в параллельном направлении). При этом величина анизотропии коллекторов около 1,2.

Итоги

В данной статье исследовались текстурно-неоднородные отложения с высоким содержанием глины. Были изучены кубические образцы зерна и специальная коллекция образцов нестандартной формы, целенаправленно отобранных из заглинизированных прослоев. Результаты исследований показали закономерное изменение свойств горных пород с увеличением доли глинистых прослоев: увеличивается глинистость и алевроитистость,

уменьшается коэффициент пористости и проницаемости, растет удельное электрическое сопротивление. Была также проверена применимость модели Томаса-Штайбера для этих отложений, но она не удовлетворительно описывала облако точек.

Выводы

1. Наблюдается неудовлетворительное описание полученных результатов экспериментов на отобранной коллекции зерна моделью Томаса-Штайбера.
2. Для повышения точности определения доли заглинизированных прослоев предлагается использование эмпирической формулы.
3. Заглинизированные прослои характеризуются неколлекторами, но горные породы с высокой долей заглинизированных прослоев сохраняют фильтрационный потенциал. При этом возможность фильтрации через них углеводородов требует дальнейших исследований.

Литература

1. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. Transactions of the SPWLA 16th annual logging symposium, 1975, 15 p. (In Eng).

2. Басин Я.Н., Злотников М.Г., Новгородов В.А. и др. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. М.: ВИЭМС, 1983. 47 с.
3. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М.: Недра, 1978. 318 с.
4. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66–74.
5. Акиншин А.В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере викуловских отложений Красноленинского свода). Автореферат. Тюмень: 2013. 16 с.
6. Акиншин А.В., Родивилов Д.Б., Яценко В.М. и др. Детальное изучение

- литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2023. № 6. С. 16–19.
- 7.7 Черемисин Н.А., Рзаев И.А., Алексеев Д.А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 32–35.
8. Акиншин А.В., Родивилов Д.Б., Васютинский Е.В. Усовершенствование методики определения доли заглинизированных прослоев по данным геофизических исследований скважин в текстурно-неоднородных коллекторах // Каротажник. 2022. № 6. С. 30–37.
9. Акиншин А.В. Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях ядра текстурно-неоднородной горной породы // Нефтяное хозяйство. 2016. № 1. С. 28–31.
10. Акиншин А.В., Кантемиров Ю.Д. Практическое руководство по интерпретации геофизических исследований скважин. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2021. 124 с.
11. Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошук А.А., Смирнова Е.В. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35.
12. Касаткин В.Е., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю. и др. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 18–23.

ENGLISH

Results

The article investigated texturally inhomogeneous deposits with a high clay content. Cubic core samples and a special collection of non-standard shape samples, deliberately selected from clay-enriched layers, were studied. The results of the study showed a regular change in rock properties as the proportion of clay layers increases: the clayiness and aleuritiness increase, the porosity and permeability decrease, and the specific electrical resistance grows. The applicability of the Thomas-Streibich model was also checked for these deposits, but it did not satisfactorily describe the cloud of points..

References

1. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. Transactions of the SPWLA 16th annual logging symposium, 1975, 15 p. (In Eng).
2. Basin Ya.N., Zlotnikov M.G., Novgorodov V.A. et al. Methods of radioactive and electrical logging in determining the calculation parameters in sandy-clayey polymictic sections. Moscow: VIEMS, 1983, 47 p. (In Russ).
3. Wendelstein B.Yu., Rezvanov R.A. Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs (in calculating reserves and designing field development) Moscow: Nedra, 1978, 318 p. (In Russ).
4. Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D. et al. New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 2020, issue 3, P. 66–74. (In Russ).
5. Akinshin A.V. Improving the accuracy of determining the calculation parameters of texturally heterogeneous sandy-silt-clay reservoirs based on well logging data (using the Vikulovsk deposits of the Krasnoleninsky arch as an example). Abstract. Tyumen: 2013, 16 p. (In Russ).
6. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Yatsenko V.M. et al. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs of Western Siberia. Oil industry, 2023, issue. 6, P. 16–19. (In Russ).
7. Cheremisin N.A., Rzaev I.A., Alekseev D.A. Impact of clay spatial coherence and filtration-capacitive properties on field development. Oil industry, 2015, issue 11, P. 32–35. (In Russ).
8. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Vasyutinsky E.V. Improving the method for the estimation of the portion of clayed interlayers in the heterogeneous-texture reservoirs from well logs. Karotazhnik, 2022, issue 6, P. 30–37. (In Russ).
9. Akinshin A.V. A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. Oil Industry, 2016, issue 1, P. 28–31. (In Russ).
10. Akinshin A.V., Kantemirov Yu.D. Practical guide to interpreting well logging data. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2021, 124 p. (In Russ).
11. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. Oil industry, 2022, issue 3, P. 30–35. (In Russ).
12. Kasatkin V.E., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu. et al. Analysis of Achimov reservoirs' texture heterogeneity of imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 11, P. 18–23. (In Russ).

Conclusions

1. There is an unsatisfactory description of the obtained experimental results on the selected core collection by the Thomas-Steiber model.
2. To improve the accuracy of determining the proportion of clayey interlayers, it is proposed to use an empirical formula.
3. Clayey interlayers are characterized by non-reservoirs, but rocks with a high proportion of clayey interlayers retain filtration potential. At the same time, the possibility of filtration of hydrocarbons through them requires further research.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Акиншин Александр Вадимович, к.г.-м.н.,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский
индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: avakinshin@tnnc.rosneft.ru

Эфа Лилия Леонидовна, ведущий специалист,
Управление НИОКР в области исследований ядра и пластовых
флюидов центр исследований ядра,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Шульга Роман Сергеевич, начальник управления лабораторных
исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

Akinshin Alexander Vadimovich, ph.d. of geologo-mineralogical
sciences, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia;
Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
Corresponding author: avakinshin@tnnc.rosneft.ru

Efa Liliya Leonidovna, leading specialist, R&D directorate for core
and reservoir fluids research, core research center,
"Tyumen petroleum research center" LLC,
Tyumen, Russia

Shulga Roman Sergeevich, head of laboratory research department,
"Tyumen petroleum research center" LLC,
Tyumen, Russia