

Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса

Показаньев И.А.¹, Зарай Е.А.², Овчинникова Д.Г.², Родивиллов Д.Б.²

¹ООО «Везерфорд», Тюмень, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Основной целью работы является разработка петрофизической модели проницаемости терригенных пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса. Породы-коллекторы представлены многочисленными литологическими разновидностями от алевролитов глинистых до песчаников чистых крупнозернистых. Породы апт-альба и сеномана отличаются степенью сцементированности. По причине слабой консолидации керн сеноманских отложений изучен в недостаточном объеме, что не позволяет разработать индивидуальную модель, в частности модель проницаемости. При этом породы апт-альба и сеномана имеют схожие литолого-петрофизические характеристики в рамках литотипов, обоснованных по литологическому описанию образцов керна. Этот фактор позволяет выделить унифицированные петротипы для всего апт-альб-сеноманского комплекса, выявить индивидуальные зависимости для оценки проницаемости и нивелировать дефицит информации лабораторных исследований пород сеномана.

Материалы и методы

Выполнен анализ результатов исследования ядерного материала и проведенных геофизических исследований. Принцип выделения петротипов основан на связи между литологическими характеристиками, фильтрационно-емкостными свойствами,

капиллярными характеристиками порового пространства и размерностью зерен.

Ключевые слова

проницаемость, петротип, керн, ГИС, петрофизическая модель, терригенные породы, коллектор

Для цитирования

Показаньев И.А., Зарай Е.А., Овчинникова Д.Г., Родивиллов Д.Б. Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43

Поступила в редакцию: 09.11.2022

GEOLOGY

UDC 550 | Original paper

Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex

Pokazaniev I.A.¹, Zarai E.A.², Ovchinnikova D.G.², Rodivilov D.B.²

¹“Weatherford” LLC, Tyumen, Russia, ²«Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The main goal of the work is to develop a petrophysical model of the permeability of terrigenous rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex. Reservoir rocks are represented by numerous lithological varieties from clayey siltstones to pure coarse-grained sandstones. The aptian-albian and cenomanian rocks differ in the degree of cementation. Due to weak consolidation, the core of the Cenomanian deposits has not been studied enough, which does not allow the development of an individual model, in particular, a permeability model. At the same time, the aptian-albian and cenomanian rocks have similar lithological and petrophysical characteristics within the framework of lithotypes substantiated by the lithological description of core samples. This factor makes it possible to identify unified petrotypes for the entire aptian-albian-cenomanian complex, to identify individual relationships for assessing permeability, and to level the lack of information from laboratory studies of cenomanian rocks.

Materials and methods

The analysis of the results of the study of core material and conducted geophysical studies is carried out. The principle of petrotype separation is based on the relationship between lithological characteristics, filtration-capacitance properties, capillary characteristics of the pore space and grain dimension.

Keywords

permeability, petrotypes, core, logging, petrophysical model, terrigenous rocks, reservoir

For citation

Pokazaniev I.A., Zarai E.A., Ovchinnikova D.G., Rodivilov D.B. Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 40–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43

Received: 09.11.2022

Введение

Газоносные отложения апт-альб-сеноманского возраста газоносных отложений ЯНАО представлены многочисленными типами терригенных пород от алевролита глинистого до песчаника грубо-крупнозернистого. Породы-коллекторы характеризуются большим диапазоном фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для пород апт-альбского возраста коэффициент пористости изменится от 0,1 до 0,32 д. ед., для сеномана — от 0,24 до 0,39 д. ед. Проницаемость образцов керн всего апт-альб-сеноманского комплекса достигает значений до 8 000 мД. При этом наблюдается значительное перекрытие диапазонов проницаемости, если рассматривать сеноман отдельно от апт-альба.

Изученность пород сеномана литолого-петрофизическими исследованиями значительно уступает изученности отложений апт-альбского возраста. Породы сеномана характеризуются слабой консолидированностью, что приводит к ограниченному выносу керн и сложностям изготовления образцов. Дефицит рутинных исследований осложняет построение полноценной индивидуальной петрофизической модели, особенно в направлении оценки проницаемости, что, в свою очередь, приводит к трудностям при адаптации геолого-гидродинамических моделей.

Породы сеноманского и апт-альбского возраста обладают схожими минералогическими и гранулометрическими характеристиками, несмотря на различную степень консолидации скелета. Это может послужить ключом к разработке общей для всего этажа газоносности петрофизической модели, основанной на принципах группирования пород по литолого-петрофизическим характеристикам.

Принцип петротипизации

Типизация пород по различным комплексным литолого-петрофизическим критериям — это довольно распространенная практика петрофизического моделирования, применяемая для различных генетических классов горных пород [1–6]. Эффективность того или иного способа петротипизации зависит в большей степени от генезиса объекта исследования. Для терригенных пород зачастую выбираются критерии, характеризующие степень сортировки зерен и структуру порового пространства. Эти характеристики закономерно связаны с литологией терригенных пород всего генетического ряда терригенных пород-коллекторов: от глинистых алевролитов до песчаников.

По этой причине на первом этапе анализировался массив литологических макроописаний стандартных образцов, участвующих в рутинных лабораторных исследованиях по определению пористости (Кп) и проницаемости (Кпр). Всего специалистами-литологами выделено 22 литологических типа, которые в последующем укрупнены

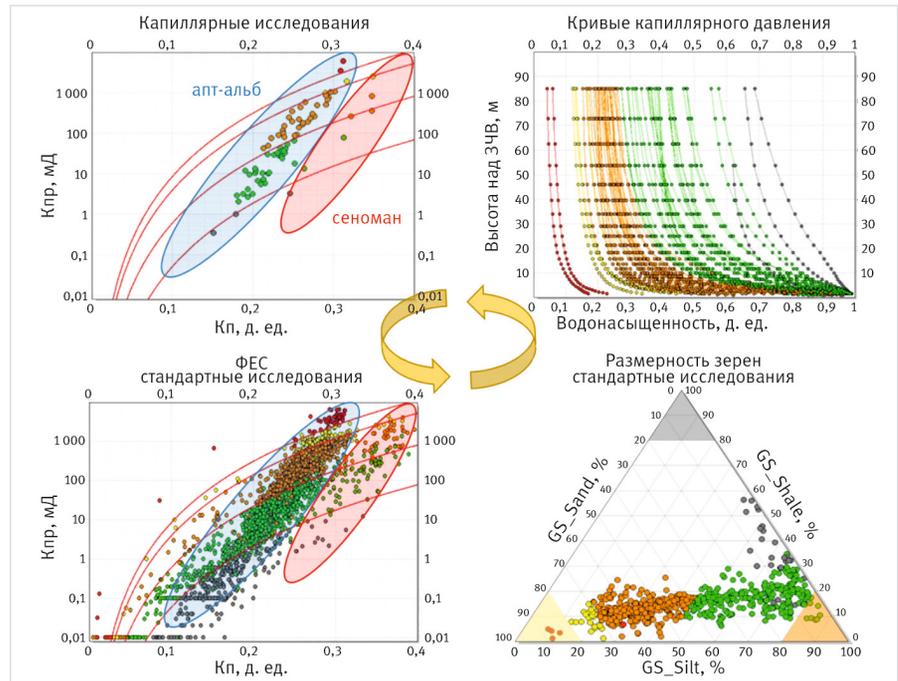


Рис. 1. Схема итеративного процесса петротипизации терригенных пород апт-альб-сеноманского возраста

Fig. 1. Scheme of the iterative process of petrotyping of aptian-albian-cenomanian terrigenous rocks

до пяти групп, характеристики которых представлены в таблице 1.

На втором этапе приводился анализ результатов изучения гранулометрического состава и капилляриметрии. Принцип комплексного анализа критериев петротипизации схематично отражен на рисунке 1.

Информация о литологическом описании охватывает наибольшую выборку петрофизических исследований, однако при этом она подвержена субъективному человеческому фактору. По этой причине результаты, представленные на рисунке 1, получены в процессе итеративного анализа с минимальной корректировкой первичной информации — литологического описания.

Форма граничных функций на рисунке 1 принята в соответствии с уравнением Тимура, описывающим проницаемость как функцию от пористости и остаточной водонасыщенности (Кво) [7]. При этом граничные значения Кво подобраны итеративным способом так, чтобы они максимально соответствовали реальным диапазонам изменчивости Кво по данным капилляриметрии для каждого петротипа индивидуально.

Прогноз петротипов по данным ГИС

Немаловажным этапом петротипизации является реализация возможности их прогноза по данным ГИС. Решение этой задачи подразумевает необходимость корректировки показаний методов ГИС с целью исключения фактора влияния газонасыщенности. Для

этого применена методика комплексирования нейтронного и гамма-гамма плотностного картежей (НК и ГГК-п соответственно) [8].

На первом этапе корректировки рассчитаны поправочные коэффициенты для кривых водородосодержания по НК (λ) и объемной плотности по ГГК-П (φ):

$$\lambda = \frac{(\delta_z - \delta_{фл})}{(\omega_z - \omega_{фл})}; \quad (1)$$

$$\varphi = \frac{(\delta_m - \lambda \times \omega - \delta)}{(\lambda - \omega_{фл} - \delta_m - \delta_{фл})}, \quad (2)$$

где δ , δ_z , δ_m и $\delta_{фл}$ — плотность объемная по ГГК-П, газа ($\delta_z = 0,145 \text{ г/см}^3$), скелета породы ($\delta_m = 2,63 \text{ г/см}^3$) и флюида в прискважинной зоне ($\delta_{фл} = 1 \text{ г/см}^3$) соответственно; ω , ω_z и $\omega_{фл}$ — водородосодержание (кажущаяся нейтронная пористость) по НК, газа ($\omega_z = 0,25$ отн. ед.) и флюида в прискважинной зоне ($\omega_{фл} = 1$ отн. ед.) соответственно.

Далее производится непосредственная корректировка показаний НК — и ГГК-П происходит согласно следующим выражениям:

$$\delta_{corr} = \delta_m - \varphi \times (\delta_m - \delta_{фл}); \quad (3)$$

$$\omega_{corr} = \varphi + K_{zл} \times \omega_{zл}, \quad (4)$$

Табл. 1. Литолого-петрофизическая характеристика петротипов

Tab. 1. Lithological and petrophysical characteristics of petrotypes

| Петротип | Песчаник крупнозернистый | | Песчаник | | Песчаник глинистый | | Алевролит | | Глина | |
|----------|--------------------------|-------|----------|-------|--------------------|-------|-----------|-------|-------|-------|
| | Кпр | Кп | Кпр | Кп | Кпр | Кп | Кпр | Кп | Кпр | Кп |
| минимум | 0,01 | 0,010 | 0,01 | 0,028 | 0,01 | 0,005 | 0,01 | 0,046 | 0,01 | 0,077 |
| максимум | 6 689,2 | 0,321 | 4 451,8 | 0,382 | 4 021,7 | 0,388 | 1 363,5 | 0,377 | 9,1 | 0,313 |
| среднее | 2 751,6 | 0,224 | 1 048,6 | 0,254 | 313,1 | 0,252 | 37,5 | 0,219 | 0,63 | 0,165 |

где K_{2l} — коэффициент глинистости, рассчитанный по ГИС (гамма-каротаж), а ω_{2l} — водородосодержание глинистых минералов ($\omega_{2l} = 0,335$ отн. ед.). Произведение данных параметров характеризует объемное водородосодержание твердой фазы терригенных пород. Проверкой достоверности пористости, рассчитанной по данной методике, служит сопоставление с данными керна и результатами расчетов по ГИС с применением зависимостей типа «керна-ГИС».

После ввода необходимых корректировочных поправок показателя метода НК были сопоставлены с данными гамма-каротажа (ГК) как с наиболее массовым и при этом чувствительным к литологическому фактору методом. На рисунке 2 представлен график зависимости водородосодержания твердой фазы и двойного разностного параметра ГК.

Выделенные по данным керновых исследований петротипы группируются с минимальным перекрытием полигонов значений. Это позволяет провести граничные функции полигонов (красные линии уравнений) и далее использовать для прогноза петротипов по данным ГИС (рис. 3).

Оценка проницаемости

После обоснования критериев и прогноза петротипов по данным ГИС следует этап разработки модели проницаемости. В случае применения двумерной зависимости проницаемости от пористости диапазон неоднозначности расчетного значения может достигать одного-двух порядков. Так, на рисунке 4а видно, что значению пористости 0,3 д. ед. соответствует диапазон проницаемости от 200 до 5 000 мД.

Как известно, точность оценки проницаемости возрастает с применением индивидуальных литологических зависимостей [9]. В нашем случае индивидуальные зависимости на рисунке 4а имеют унаследованную форму граничных функций (рис. 1), в основе которых лежит уравнение Тимура (Timur).

Применение уравнения Тимура (Timur) «напрямую» (с оценкой дискретной величины остаточной водонасыщенности) на данный момент невозможно реализовать по причине недостаточности выборки капиллярметрических исследований и отсутствия тесных взаимосвязей $K_{во}$ с параметрами ГИС.

Единая модель проницаемости (рис. 4а) позволяет описать характер изменчивости параметра во всем диапазоне пористости, в том числе в зоне пород сеноманского

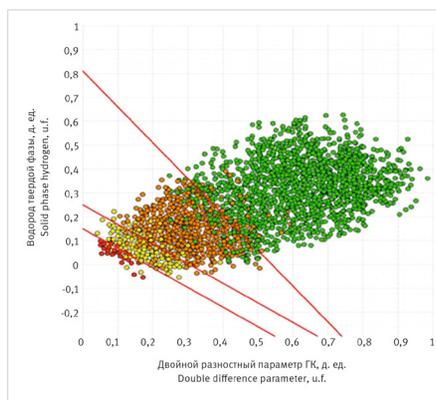


Рис. 2. Прогноз петротипов пород апт-альб-сеноманского возраста по данным ГИС
Fig. 2. Prediction of petrotypes of rocks of the aptian-albian-cenomanian age according to GIS data

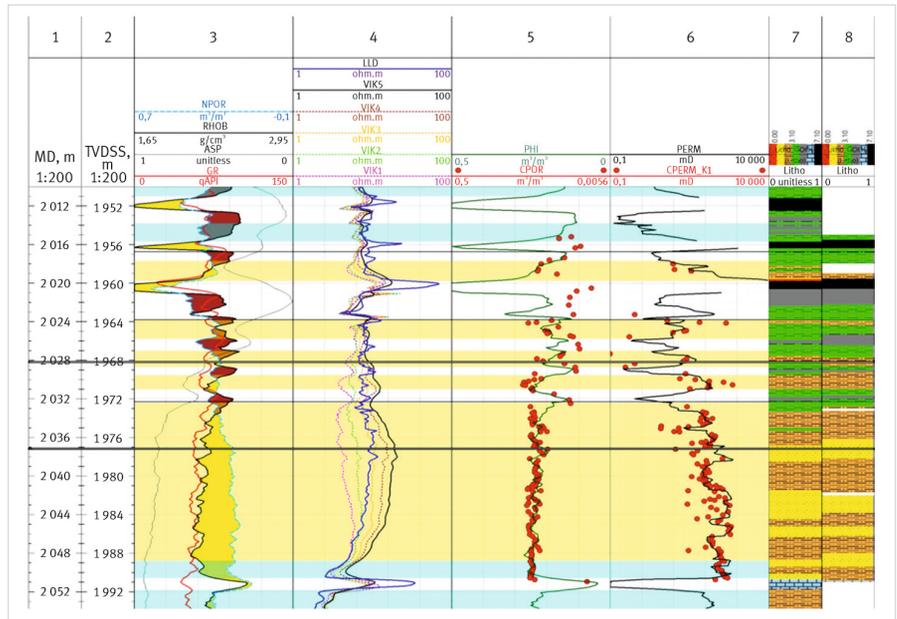


Рис. 3 Результаты прогноза литотипов в интервале пласта ПК 19-20
Обозначение треков: 1 — относительная глубина по стволу скважины; 2 — абсолютная глубина; 3, 4 — результаты ГИС; 5, 6 — сопоставление параметров K_p и $K_{пр}$ по данным керна и оценки по ГИС; 7 — интервалы петротипов, прогнозируемые по ГИС; 8 — петротипы, выделенные по данным керна

Fig. 3. Results of lithotype prediction in the PK 19-20 formation interval
Track designation: 1 — measured depth, 2 — true vertical depth sub sea, 3, 4 — logging results, 5, 6 — comparison of porosity and permeability based on core data and well logging estimates, 7 — petrotype intervals predicted from well logging, 8 — petrotypes identified from core data

возраста, для которых характерен рост пористости относительно пород апт-альба при сопоставимой с ними проницаемости.

Верификация проницаемости приведена методом сопоставления в поплавовом варианте с данными по керну (рис. 4б) и расчетами по данным гидродинамических исследований скважин (рис. 4в).

Итоги

Выполненная петротипизация пород апт-альб-сеноманского комплекса позволила разработать единую модель проницаемости всего газосного комплекса, позволяющую нивелировать дефицит информации по рутинным исследованиям фильтрационно-емкостных свойств керна слабосцементированных пород сеноманского комплекса.

Выводы

Полученные результаты позволили добиться сходимости результатов оценки проницаемости по ГИС с данными гидродинамических исследований скважин. Также результаты прогноза литотипов могут быть косвенно использованы для детализации существующей фациальной модели благодаря привлечению скважин без отбора керна (эксплуатационный фонд).

Литература

- Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Методика комплексного анализа данных керна и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // Каротажник. 2009. № 12. С. 83–128.
- Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 13–17.
- Руденко В.Ю., Бабаков И.В., Приезжев И.И. Применение стохастической математической модели и генетических

алгоритмов при выполнении петрофизической инверсии для расчета объемной литологической модели // Геофизика. 2020. № 6. С. 18–26.

- Добрыдень С.В., Корнев В.А., Семенова Т.В. Петрологическое расчленение и межскважинная корреляция разрезов вулканогенных отложений // Нефтяное хозяйство. 2021. № 6. С. 38–42.
- Максимова Е.Н., Тугарова М.А. Литопетрофизическая кластеризация — альтернативный подход к прогнозу качества карбонатного коллектора // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 4. С. 32–37.
- Беляков Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных горных пород // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 2. С. 25–30.
- Timur A. An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 1968, Vol. 9, issue 4, P. 3–5. (In Eng).
- Al-Amri M., Lukmanov R., Al-Barwani M. Improved reservoir characterization in complex gas carbonate field in the North of the Sultanate of Oman. Abu Dhabi International petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 13–16, 2017, SPE-188859-MS. (In Eng).
- Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. 2009. № 12. С. 167–211.

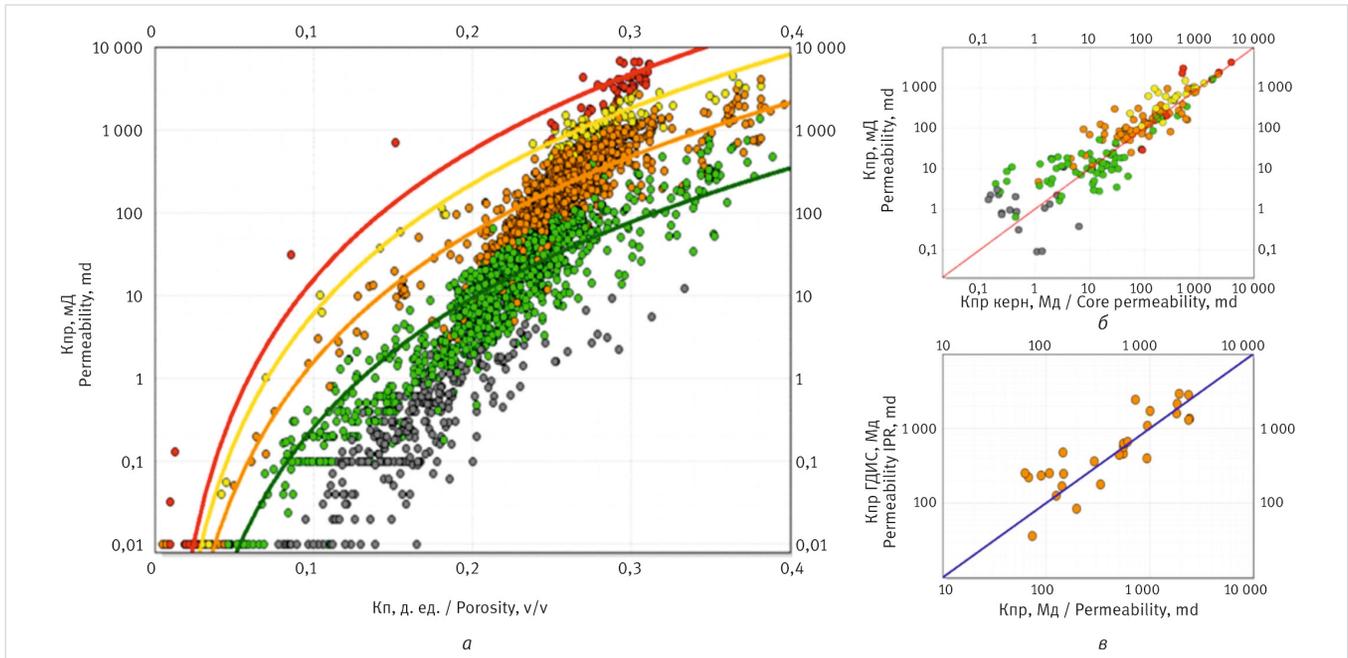


Рис. 4. Графики индивидуальных зависимостей проницаемости от пористости – а, верификация результатов оценки проницаемости с данными лабораторного изучения керна – б, гидродинамических исследований скважин – в
 Fig. 4. Graphs: individual dependences of permeability on porosity – а, verification of the results of the permeability assessment with data from laboratory core study – б, hydrodynamic studies of wells – в

ENGLISH

Results

Petrotyping of the apt-alb-cenomanian rocks made it possible to develop a unified model of the permeability of the entire gas-bearing complex, which makes it possible to offset the lack of information on routine studies of filtration-capacitance properties of the core of poorly cemented rocks of the cenomanian complex.

References

1. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. Procedure for combined analysis of core and log data for lithologic classification of terrigenous reservoirs. Karotazhnik, 2009, issue 12, P. 83–128. (In Russ).
2. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the bazhenov formation. Oil industry, 2019, issue 8, P. 13–17. (In Russ).
3. Rudenko V.Yu., Babakov I.V., Priezzhev I.I. Application of stochastic mathematical model and genetic algorithms for multiminerall modeling based on the principle of petrophysical inversion. Geophysics, 2020, issue 6, P. 18–26. (In Russ).

4. Dobryden S.V., Kornev V.A., Semenova T.V. Petrological separation and interwell correlation of volcanogenic rocks. Oil Industry, 2021, issue 6, P. 38–42. (In Russ).
5. Maksimova E.N., Tugarova M.A. Lithopetrophysical clustering – an alternative way for prognostic of carbonate reservoir quality. PROneft. Professionally about oil, 2019, issue 4, P. 32–37. (In Russ).
6. Belyakov E.O. The basic laws of the concept of pore space connectedness for petrophysical modeling of reservoir properties of terrigenous oil rocks. PROneft. Professionally about oil, 2020, issue 2, P. 25–30. (In Russ).
7. Timur A. An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation

- relationship for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 1968, Vol. 9, issue 4, P. 3–5. (In Eng).
8. Al-Amri M., Lukmanov R., Al-Barwani M. Improved reservoir characterization in complex gas carbonate field in the North of the Sultanate of Oman. Abu Dhabi International petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 13–16, 2017, SPE-188859-MS. (In Eng).
9. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data. Karotazhnik, 2009, issue 12, P. 167–211. (In Russ).

Conclusions

The results obtained made it possible to achieve convergence of the results of the well logging permeability assessment and the data of hydrodynamic studies of wells. Also, the results of the lithotype prediction can be indirectly used to detail the existing facies model by attracting wells without core sampling (operational fund).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Показаньев Иван Александрович, эксперт, ООО «Везерфорд», Тюмень, Россия

Pokazaniev Ivan Alexandrovich, petrophysics expert, “Weatherford” LLC, Tyumen, Russia

Зарай Евгений Александрович, главный менеджер управления аудита запасов и мониторинга ресурсной базы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Zaray Evgeniy Alexandrovich, chief manager of reserves audit and resource base monitoring department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Овчинникова Диана Геннадьевна, главный специалист управления геологии и разработки месторождений АО «Сибнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
 Для контактов: dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Ovchinnikova Diana Gennadiyevna, chief specialist of the department of geology and field development “Sibneftegaz” JSC, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
 Corresponding author: dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Родивиллов Данил Борисович, эксперт управления по геологии и разработке нефтегазоконденсатных месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Rodivilov Danil Borisovich, petrophysics expert of the department for geology and development of oil and gas condensate fields, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia