

УДК 550.3

ОСОБЕННОСТИ УЧЁТА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Коровин Михаил Олегович,
koroavinmo@hw.tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования состоит в поиске способов продлить время эксплуатации месторождения и увеличить добычу нефти. Основная задача состоит в добыче как можно большего количества углеводородов. В настоящее время разработана методика, позволяющая вычислить параметры анизотропии для одного из пластов месторождения. Таким образом удаётся детально учесть влияние анизотропии в отдельном терригенном пласте. Однако месторождения бывают многопластовыми – с особенностями строения и формирования коллектора. Соответственно, возникает необходимость удостовериться в целесообразности изменения методики расчёта анизотропных параметров в зависимости от изменения обстановки, под влиянием которой формировался тот или иной пласт. Данное месторождение является многопластовым, а осложняющей особенностью является различие обстановок осадконакопления при формировании пластов-коллекторов. Есть возможность, не изменяя месторождение, применить методику на других пластах месторождения, в частности на пласте Ю₁¹. Расчёты займут меньше времени, так как вся информация по месторождению загружена и скомпонована. Дополнительно удастся приблизиться к созданию полностью анизотропной модели всего месторождения и проверить работу методики в большем масштабе. Стремительное истощение запасов приводит к тому, что необходимо увеличивать коэффициент извлечения нефти и понижать величину остаточных запасов. В ближайшем будущем, возможно, эта проблема сильнее обострится, и пока что есть время для выработки методики построения анизотропных моделей целиком для месторождений с учётом всей геолого-геофизической информации и технологических показателей разработки.

Цель – проверить, можно ли применить методику определения параметров анизотропии проницаемости на пласте Ю₁¹ ранее исследованного месторождения. Пласт Ю₁¹ сложен терригенным материалом и отличается от пласта Ю₁³ обстановкой осадконакопления и величинами фильтрационно-ёмкостных свойств.

Объект – терригенный пласт месторождения, территориально расположенного в Западной Сибири. Верхнеюрские отложения с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами необходимо исследовать на предмет возможности распространения подхода расчёта параметров неоднородности проницаемости.

Методы. Стандартный комплекс геофизических исследований скважин в цифровых каротажных диаграммах применён для расчленения продуктивного пласта на пачки. Петрофизические свойства определены с использованием зависимости между керновыми данными (пористость–проницаемость). На примере одной из скважин построено распределение проницаемости по близлежащим скважинам по результатам трассерных исследований, а на примере пласта Ю₁¹ отражено распределение градиентов проницаемости по материалам ГИС, на основании которых сделаны выводы о закономерности распределения анизотропии с учётом геологических обстановок осадконакопления.

Было определено, что для пласта Ю₁¹ алгоритмы определения параметров анизотропии проницаемости остаются такими же, как и для пласта Ю₁³. Разработанная методика уверенно применяется на пласте с другой обстановкой осадконакопления. Результаты получаются достоверными и подтверждают целесообразность использования методики без внесения изменений. Удалось приблизиться к созданию объёмной модели для всего месторождения с учётом всех пластов и к учёту фильтрации углеводородов. Это очень важно, так как современные компьютерные мощности позволяют строить и рассчитывать всё более сложные и комплексные модели с высокой детализацией пространства коллектора.

Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, гидродинамическое моделирование, терригенный коллектор, петрофизические расчёты.

Введение

Развитие компьютерных технологий идёт стремительными темпами, и это позволяет обрабатывать большие объёмы информации за гораздо меньшее время. Сложнейшие математические законы распределения параметров применяются с помощью мощного математического аппарата, которым снабжены современные экземпляры программного обеспечения. В совокупности это позволяет создать очень сложные детализированные объёмные модели и наблюдать процессы фильтрации флюидов.

Ранее в условиях обеднённого комплекса сбора и регистрации геолого-геофизических данных было сложно создавать детальные геологические модели. Применялось осреднение фильтрационно-ёмкостных

параметров для упрощения расчётов. С течением времени и совершенствованием технологий становится возможным не только собрать большой объём информации, но также и обработать его, проанализировать. Теперь эту проблему позволяет решать более совершенный комплекс геофизических исследований скважин и новые методики обработки геолого-геофизической информации.

Но не только осреднение параметров приводило и может приводить сейчас к загромождению моделей, а ещё и недостаточная детализация пространства коллектора. Конкретнее, хотелось бы обратить внимание именно на неоднородность строения коллектора, в частности порового пространства. Параметры неоднородности очень сложно учесть и распространить по

площади месторождения. Основная проблема – в разной масштабности исходных данных. Наиболее точно неоднородность можно выявить по образцам керна, но таких образцов, как правило, очень мало по всему разрезу. Следующими по масштабности являются геофизические исследования скважин. Как правило, они проводятся в 100 % фонда скважин, и по ним можно вычислять фильтрационно-ёмкостные свойства в пределах всего месторождения. Основным недостатком геофизических исследований – детальность, которая может быть достигнута при исследовании разреза скважин. Этот недостаток нивелируется за счёт разработанных технологий распределения данных и сопоставления проницаемости с лабораторными исследованиями керна. Явление неоднородности проницаемости изучается специалистами с разных позиций [1–19].

Краткий очерк месторождения и исследуемого пласта

При изучении свойств коллекторов необходимо обращать внимание на формирование месторождения и его геологические особенности. В этом случае удаётся выявить закономерности и прогнозировать аналогичные законы распределения свойств на других месторождениях со схожими тектоно-фациальными факторами формирования.

Каймысовский свод и Нюрольская мегавпадина в зоне сочленения являются зоной размещения исследуемого месторождения. Приуроченность месторождения к трём локальным поднятиям (Лесмуровское, Междуреченское, Западно-Моисеевское) обуславливает тектонический режим формирования площади. Также необходимо отметить, что поднятия расположены между Моисеевским и Карандашовским поднятиями куполовидной формы. Зона, вмещающая эти поднятия, в свою очередь, является гипсометрически погружённой.

Нефтегазогеологически месторождение относится к Каймысовской нефтегазоносной области, к южной части Каймысовского нефтегазоносного района. Самые перспективные отложения дислоцированы в верхнеюрских залежах. Более 90 % запасов сосредоточены в верхней юре.

Режим формирования коллекторов Васюганской свиты является мелководно-морским и прибрежным. Этап развития – регрессивный, переходящий в трансгрессивный. Литологически свита делится на подсвиты (верхнюю и нижнюю). Нижняя подсвита состоит из аргиллитов (преимущественно) с прослойками алевролитов и песчаников. Верхняя подсвита представляет собой толщу песчаников, алевролитов и аргиллитов, переслаивающихся между собой. Также включаются прослойки углей. Суммарно верхняя подсвита состоит из пяти пластов песчаника и формирует региональный горизонт Ю₁.

Исследуемая часть разреза пласта Ю₁ также называется надугольной толщей, так как в подошве присутствует угольный пласт и является характерным маркером начала накопления верхней части разреза. Мощность толщи составляет от двух до одиннадцати метров. Индексация пластов, как правило, следующая Ю₁¹, Ю₁². Эти песчаные пласты в большинстве случа-

ев разделяются глинистым прослоем мощностью 1–1,5 м. Формирование коллекторов происходило во время трансгрессии морских отложений с преобладанием прибрежно-морских фациальных особенностей осадконакопления. Междуреченская площадь включает оба пласта (Ю₁¹ и Ю₁²), хотя в большей части скважин в пласте Ю₁² наблюдается уплотнение отложений, ухудшающее коллекторские свойства. Выклинивание пласта Ю₁¹ наблюдается на Западно-Моисеевской части месторождения, а Ю₁² в свою очередь получил площадное развитие, кроме склона в юго-восточной области. В кровле коллектора горизонта Ю₁ перекрываются глинистыми отложениями Георгиевской свиты.

Предварительные расчёты

Пласт Ю₁³ исследуемого месторождения уже изучен с точки зрения анизотропных эффектов [20]. Пласт Ю₁¹ находится гипсометрически выше, но также сложен преимущественно терригенным материалом. Для расчета каротажа проницаемости необходимо найти корреляционное уравнение между проницаемостью и пористостью по керну. Анализ был выполнен на основе 94 точек данных по проницаемости для пласта Ю₁¹. Окончательное корреляционное уравнение для определения проницаемости:

$$k = 0,0022 \cdot e^{47,933 \cdot \varphi}, R = 0,886,$$

где k – коэффициент проницаемости по керну, мД; φ – коэффициент пористости, д.е.

Зонирование месторождения

Разделение на зоны, проведённое ранее [20], используется в качестве отправной точки анализа пространственного распределения. Первоначальный подход – предположение об эквивалентной зональности для пласта Ю₁¹. Карта распределения средней проницаемости показана на рис. 1.

Полученная карта была использована для определения величин первой производной. При этой процедуре учитывалось зонирование карты для повышения точности расчетов. В первую очередь, как указывалось ранее, значения градиентов проницаемости были определены как квадратный корень из суммы квадратов приращения (dX и dY). Азимут точек рассчитывался по тригонометрической единичной окружности. Затем круг был разделен на интервалы по 10 градусов, и точки данных были усреднены. Полученные розыдиаграммы показаны на рис. 1. Значения большой и малой оси, рассчитанные методом наименьших квадратов, обобщены в табл. 1.

Таблица 1. Значения основной и вспомогательной оси эллипса и оценка анизотропии

Table 1. Values of the main and minor axes of the ellipse and the anisotropy estimate

Пласт Layer	Зона Zone	Главная полуось Major axis	Второстепенная полуось Minor axis	Коэффициент анизотропии Anisotropy
Ю ₁ ¹ J ₁ ¹	1	0,0074	0,0048	1,542
	2	0,0059	0,0033	1,788
	3	0,0055	0,0035	1,571

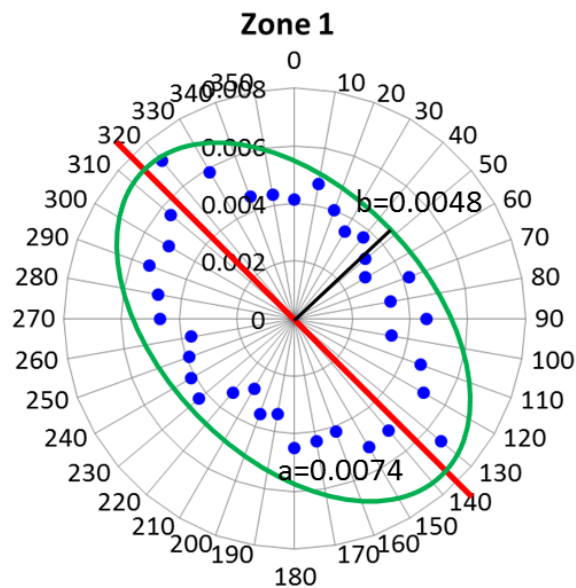
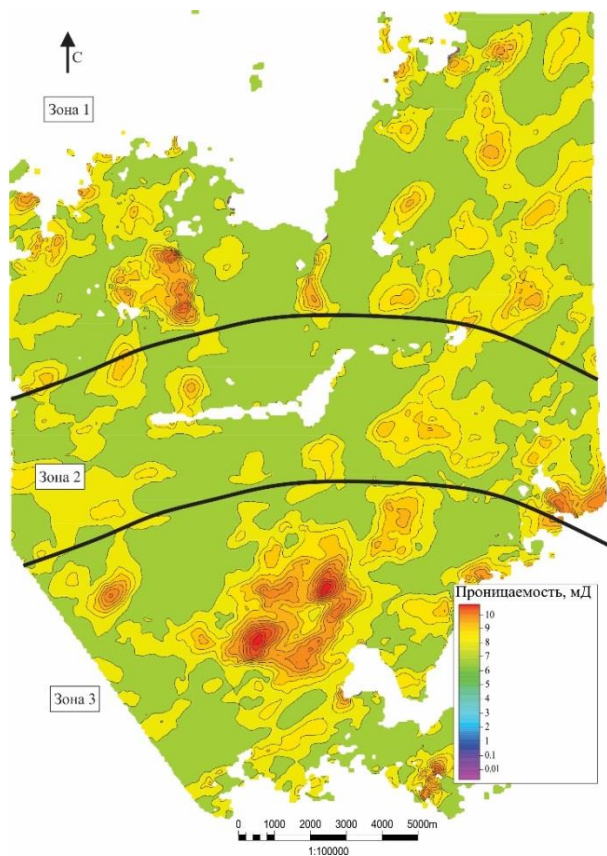


Рис. 1. Карта распределения проницаемости пласта J_1^1 (слева), роза-диаграмма ориентировки градиентов проницаемости зоны 1 для пласта J_1^1 (справа)

Fig. 1. Average permeability distribution maps for J_1^1 layer (left), rose diagram for permeability gradients orientation within zone 1 for J_1^1 layer (right)

Наряду с вышеизложенным построен график функции плотности вероятности для каждой зоны пласта J_1^1 . Горизонтальная ось в этом случае показывает интервал углов с шагом 10 градусов. Вертикальная ось показывает частоту появления значений градиента проницаемости в каждом интервале. Диаграммы представлены на рис. 2, значения азимутов для всех пластов обобщены в табл. 2.

Таблица 2. Значения азимута для пласта J_1^1

Table 2. J_1^1 azimuth calculations

Пласт Layer	Зона Zone	Азимут/Azimuth	
		Первый максимум First maximum	Второй максимум Second maximum
J_1^1	1	110–120°	310–320°
	2	130–140°	320–330°
	3	100–110°	310–320°

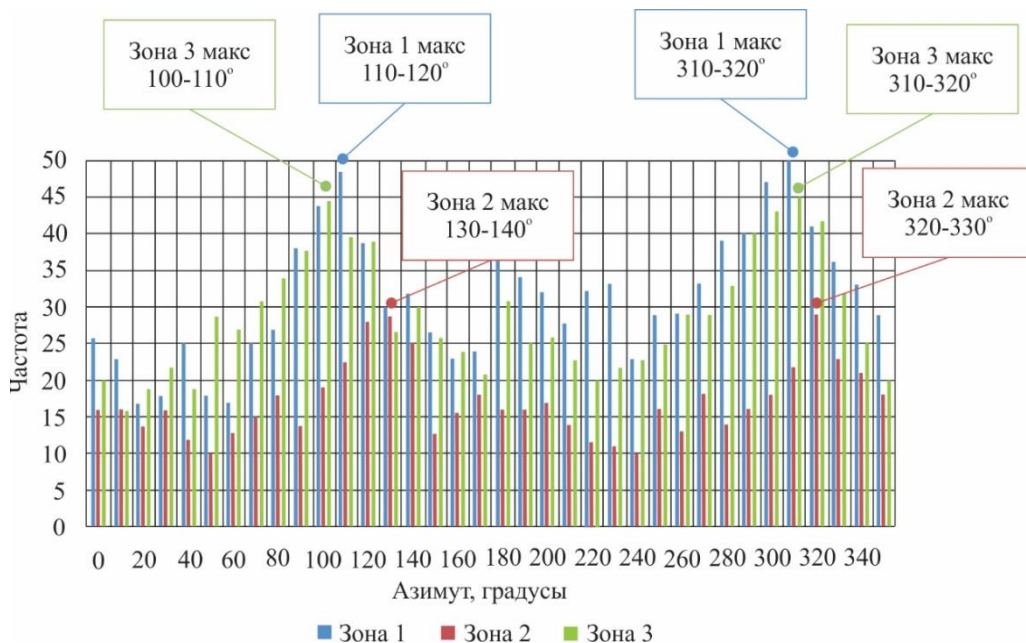


Рис. 2. Функция плотности градиентов проницаемости пласта J_1^1

Fig. 2. Permeability gradients density function for J_1^1 layer

Анализ метода распределения пространственной средней проницаемости

Анализ справочной литературы показал необходимость зонирования пласта Ю₁¹ на три зоны. Данная процедура была сделана для большей точности расчетов и дальнейшего моделирования коллектора для подтверждения влияния анизотропии проницаемости. Значения градиентов и ориентировка, полученные после применения метода пространственного распределения, продемонстрировали, что величины анизотропии, оцененные с помощью аппроксимации эллипса с применением метода наименьших квадратов, демонстрируют разные результаты для зон. Согласно табл. 2, обобщенной после изучения роз-диаграмм на рис. 4, можно заметить, что наибольшее значение латеральной анизотропии проницаемости соответствует зоне 2 пласта Ю₁¹. В то же время величины анизотропии для зон 1 и 3 одного и того же пласта имеют очень близкие значения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Interpreting reservoir permeabilities from wireline formation test data / H. Du, Y. Liu, X. Li, F. Guan, X. Sui // *Petroleum Science and Technology*. – 2013. – V. 31. – P. 1819–1826.
2. Dussan E., Sharma Y. Analysis of the pressure response of a single-probe formation tester // *Society of Petroleum Engineers. Formation evaluation*. – 1992. – V. 7. – P. 151–156.
3. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure / J.B. Clavaud, A. Mainault, M. Zamora, P. Rasolofosaon, C. Schlitter // *Journal of geophysical research* – 2008. – V. 113. – P. 1–10.
4. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // *Известия Томского политехнического университета*. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–303.
5. Tyvand P.A., Storhaug A.R.F. Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy. – Norway: Norwegian University of Life Sciences, Department of Mathematical Sciences and Technology, 2004. – P. 1–12.
6. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений / В.П. Меркулов, Д.В. Александров, Л.А. Краснощекова, Ю.Я. Ненахов // *Научно-технический вестник ЮКОС*. – 2004. – № 10. – С. 33–36.
7. Abedi R., Clarke P.L. Modeling of rock inhomogeneity and anisotropy by explicit and implicit representation of microcracks // *52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – P. 1–11.
8. Zhang Z., Du J. Reservoir characterization using perforation shots: anisotropy and attenuation // *SEG International Exposition and Annual Meeting*. – Anaheim, California, USA, 14–19 October, 2018. – P. 2982–2986.
9. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – Moscow, Russia, 15–17 October, 2018. – P. 1–9.
10. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // *52nd U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – P. 40–51.

Заключение и выводы

Изучены анизотропные характеристики пласта Ю₁¹ одного из месторождений Томской области. По результатам изучения необходимо отметить, что схема расчетов остаётся такой же, как и для пласта Ю₁³ этого месторождения. Для оценки можно использовать гистограммы распределения, построенные на рис. 1 для большей наглядности полученной ориентировки градиентов проницаемости. Можно отметить, что на основе функции распределения вероятностей градиентов все пласты характеризуются двумя основными азимутами. Это полностью соответствует упомянутым розам-диаграммам. Обобщенные в табл. 2 результаты показывают, что преобладающая ориентация анизотропии проницаемости для всех случаев во всех зонах распределяется с северо-запада на юго-восток. Но некоторые различия становятся очевидными после более детального изучения данных. Видно, что для пласта Ю₁¹ первый максимум азимута анизотропии проницаемости попадает в диапазон от 110° до 140°, а второй максимум – от 310° до 330°.

11. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology // *81st EAGE Conference and Exhibition*. – London, England, UK, 3–6 June, 2019. – P. 1–19.
12. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. The effect of stress on permeability of sandstone cores // *Society of petroleum engineers' journal*. – 1963. – V. 3 – P. 95–99.
13. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy // *Society of Petroleum Engineers*. – 1993. – V. 9. – P. 489–495.
14. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach // *Oilfield Review*. – 1994. – V. 6. – № 4. – P. 24–35.
15. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing // *Journal of Petroleum Technology*. – February 2018. – V. 70. – P. 66–68.
16. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – May 2019. – V. 22. – P. 1–11.
17. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin // *SPE Low Permeability Reservoirs Symposium*. – Denver, U.S.A., March 12–15, 2000. – P. 1–12.
18. Алексеев А.С. Оценка чувствительности объекта АВ1-3 Ватъганского нефтяного месторождения к изменению в системе поддержания пластового давления на базе ретроспективного анализа // *Наука и бизнес: пути развития*. – 2019. – № 6. – С. 18–21.
19. Сагитова И.М., Сагитов Д.К., Зейгман Ю.В. Оценка влияния проницаемостной неоднородности недонасыщенных нефтью пластов на изменение начальной обводненности скважинной продукции // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2020. – № 2. – С. 69–81.
20. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2017. – 108 с.

Поступила: 13.01.2022 г.

Информация об авторах

Коровин М.О., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.3

FEATURES OF CALCULATION OF UPPER JURASSIC TERRIGENOUS RESERVOIRS PERMEABILITY ANISOTROPY ON THE EXAMPLE OF THE OIL FORMATION

Mikhail O. Korovin,
korovinmo@hw.tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research consists in finding the ways to extend the life of the field and increase oil production. The main task is to extract as much hydrocarbons as possible. At present, a technique has been developed that makes it possible to calculate the anisotropy parameters for one of the reservoir layers. Thus, it is possible to take into account in detail the influence of anisotropy in a separate terrigenous reservoir. However, deposits are multi-layer with structural features and formation of the reservoir. Accordingly, there is a need to verify the feasibility of changing the methodology for calculating anisotropic parameters, depending on the change in the environment, under the influence of which a particular reservoir was formed. This field is multilayer, and the difference in sedimentation environments during the formation of reservoir layers is a complicating and at the same time good feature. It is possible, without changing the field, to apply the technique on other layers of the field, in particular on the J_1^1 layer. Calculations will take less time, since all information on the field is loaded and compiled. Additionally, it will be possible to get closer to creating a fully anisotropic model of the entire field and to test the operation of the methodology on a larger scale. The rapid depletion of reserves leads to the fact that it is necessary to increase the oil recovery factor and reduce the amount of residual reserves. In the near future, this problem may become more aggravated, and so far, there is time to develop a methodology for constructing anisotropic models entirely for fields, taking into account all geological and geophysical information and technological development indicators.

The aim of this work is to check whether it is possible to apply the technique for determining the parameters of permeability anisotropy in the J_1^1 layer of a previously explored field. J_1^1 layer is composed of terrigenous material and differs from J_1^3 layer in terms of sedimentation and reservoir properties.

The study object is a terrigenous layer of a deposit located geographically in Western Siberia. Upper Jurassic deposits with low porosity properties should be investigated for the possibility of extending the approach for calculating the parameters of permeability heterogeneity.

Methods. Standard set of geophysical well logging in digital charts is used to dismember the producing formation on the packs. Petrophysical properties are determined using the relation between the core data (porosity, permeability). On the example of one of the wells the permeability distribution in the nearby wells is constructed, and the example of the formation J_1^1 shows the distribution of permeability gradients, on the basis of which the conclusions on patterns of distribution anisotropy considering the geological depositional environments were made. It was determined that for the J_1^1 layer, the algorithms for determining the parameters of the anisotropy of permeability remain the same as for the J_1^3 layer. The developed technique is confidently applied in a reservoir with a different sedimentation environment. The results are reliable and confirm the feasibility of using the methodology without making changes. It was possible to approach the creation of a three-dimensional model for the entire field, taking into account all reservoirs and the filtration of hydrocarbons. This is very important, since modern computer power allows building and calculating more and more complex models with high detail of the reservoir space.

Key words:

Permeability anisotropy, anisotropy scale, simulation modeling, terrigenous reservoir, petrophysical calculations.

REFERENCES

1. Du H., Liu Y., Li X., Guan F., Sui X. Interpreting reservoir permeabilities from wireline formation test data. *Petroleum Science and Technology*, 2013, vol. 31, pp. 1819–1826.
2. Dussan E.B.V., Yogeshwar Sharma analysis of the pressure response of a single-probe formation tester. *Society of Petroleum Engineers. Formation Evaluation*, 1992, June, pp. 151–156.
3. Clavaud J.B., Mainault A., Zamora M. Rasolofosaon P., Schlitter C. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure. *Journal of geophysical research*, 2008, vol. 113, pp. 1–10.
4. Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A. Study of spatial lithogenic-petrophysical heterogeneity of productive collectors of oil and gas fields *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 6, pp. 296–303. In Rus.
5. Tyvand P.A., Storhaug A.R.F. *Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy*. Norway, Department of Mathematical Sciences and Technology, Norwegian University of Life Sciences, 2004, P. 1–12.
6. Merkulov V.P., Aleksandrov D.V., Krasnoshchekova L.A., Nenaikhov Yu.Ya. Litologo-petrofizicheskaya anizotropiya peschanoglinistykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy [Lithological-petrophysical anisotropy of sandy-argillaceous reservoirs of oil fields]. *Nauchno-tehnicheskiiy vestnik YUKOS*, 2004, no. 10, pp. 33–36.
7. Abedi R., Clarke P.L. Modeling of rock inhomogeneity and anisotropy by explicit and implicit representation of microcracks. *52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018, pp. 1–11.
8. Zhang Z., Du J. Reservoir characterization using perforation shots: anisotropy and attenuation. *SEG International Exposition and Annual Meeting*. Anaheim, California, USA, 14–19 October, 2018, pp. 2982–2986.
9. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 15–17 October, 2018, pp. 1–9.
10. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock. *52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018, pp. 40–51.
11. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology. *81st EAGE Conference and Exhibition*. London, England, UK, 3–6 June, 2019, pp. 1–19.
12. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. The effect of stress on permeability of sandstone cores. *Society of petroleum engineers' journal*, 1963, vol. 3, pp. 95–99.
13. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, pp. 489–495.

14. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach. *Oilfield Review*, 1994, vol. 6, no. 4, pp. 24–35.
15. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing. *Journal of Petroleum Technology*, February, 2018, vol. 70, pp. 66–68.
16. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, May, 2019, vol. 22, pp. 1–11.
17. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. *SPE Low Permeability Reservoirs Symposium*. Denver, U.S.A., March 12–15, 2000. pp. 1–12.
18. Alekseev A.S. Otsenka chuvstvitelnosti obekta AV1-3 Vateganskogo neftyanogo mestorozhdeniya k izmeneniyu v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya na baze retrospektivnogo analiza [Sensitivity assessment of the AV1-3 object of the Vateganskoe oil field to a change in the reservoir pressure maintenance system based on retrospective analysis]. *Nauka i biznes: puti razvitiya*, 2019, no. 6, pp. 18–21.
19. Sagitova I.M., Sagitov D.K., Zeygman Yu.V. Otsenka vliyaniya pronitsaemostnoy neodnorodnosti nedonasyschennykh neftyu plastov na izmenenie nachalnoy obvodnennosti skvazhinnoy produktsii [Evaluation of the effect of permeability heterogeneity of undersaturated reservoirs on the change in the initial water cut of well production]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2020, no. 2, pp. 69–81.
20. Korovin M.O. *Metodika kolichestvennoy otsenki lateralnoy anizotropii filtratsionno-emkostnykh svoystv terrigenykh kollektorov na baze kompleksnogo analiza geologo-geofizicheskikh dannykh*. Diss. Kand. nauk [Methodology for quantitative assessment of lateral anisotropy of filtration-capacity properties of terrigenous reservoirs based on a comprehensive analysis of geological and geophysical data. Cand. Diss.]. Tomsk, 2017. 108 p.

Received: 13 January 2022.

Information about the authors

Mikhail O. Korovin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.