

УДК 550.3

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА РАСЧЁТА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА

Коровин Михаил Олегович,
koroavinmo@hw.tpu.ru

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

Актуальность. Нефтяная промышленность развивается путём практического недропользования. Как отмечают Алексей Эмильевич Конторович с соавторами в программе и концепции развития нефтяной и газовой промышленности в Томской области на 2001–2005 гг. и период до 2030 г., современная структура прогнозных ресурсов нефти в основных нефтегазодобывающих районах России, в том числе в Томской области, такова, что в ближайшие годы будут открыты преимущественно мелкие по запасам и небольшое количество средних и крупных месторождений. Для освоения мелких и средних месторождений необходимо создать предпосылки, стимулирующие широкое привлечение к недропользованию большого количества предприятий. Предлагаемая технология как раз отвечает всем предъявляемым требованиям. И самое главное – результат высокого качества достигается при проведении дополнительных расчётов первичной априорной информации.

Цель: исследовать межугольную толщину изучаемого месторождения на предмет присутствия анизотропии проницаемости; определить параметры анизотропии по уже реализованной методике на вешележащем и нижележащем пластах данного месторождения; подготовить данные для дальнейшего геологического и гидродинамического моделирования.

Объект: межугольная толща терригенного верхнеюрского пласта. Месторождение расположено в пределах Западной Сибири. Предварительное изучение геолого-геофизической информации позволяет с большой долей вероятности рассчитывать на неоднородное распределение свойств коллектора.

Методы: создание петрофизической модели. Она должна отвечать требованиям качества и достоверно охарактеризовать свойства по керну. В дальнейшем происходит расчёт пористости и проницаемости по интервалам целевого пласта, пробуренного скважинами. Распределение свойств по площади создаёт карту проницаемости. В дальнейшем эта карта анализируется с помощью видов векторного и градиент анализа. Результатом служат наборы данных величины и направления анизотропии проницаемости. Основное внимание уделяется именно проницаемости пластов-коллекторов, так как для разработки и добычи этот параметр является самым важным. Следующий этап – создание объёмной геологической модели. В ней учитываются эффекты неоднородности. После проверки качества создания модели на базе геологической модели создаётся гидродинамическая модель. Полученные результаты показывают, что для межугольной толщи пласта Ю₁^M, точно так же, как и для пластов Ю₁¹ и Ю₁³, целесообразно использовать методику определения параметров анизотропии проницаемости. Величина и направление уверенно идентифицируются и отражают доминирующее направление фильтрации углеводородов.

Результаты. Характеристики неоднородности пласта Ю₁^M изучены ранее опробованными методиками. Таким образом, схема, с помощью которой проводились расчёты для пласта Ю₁³, остаётся неизменной. Визуальный анализ проводится по построенным розам-диаграммам и распределениям величин в форме гистограмм. Тенденция формы образования Ю₁^M такова: ориентация первого максимума варьируется от 150° до 180°, а второго – от 330° до 360° северо-западного (юго-восточного) направления.

Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, петрофизика, терригенный коллектор, межугольная толща.

Введение

Важность увеличения коэффициента извлечения нефти невозможно переоценить. В настоящее время применяются очень эффективные методики по увеличению нефтеотдачи, которые показывают значительный эффект. Однако не всегда удаётся выявить преимущественное направление фильтрации флюидов на ранних стадиях, когда это наиболее важно. Существующие методы также позволяют получить подобные данные, однако они предполагают большие финансовые затраты. Анализ первичной геолого-геофизической информации позволяет получить данные по анизотропии фильтрационных свойств коллектора, провести расчёты и выявить доминирующее направление фильтрации флюидов. В дальнейшем это значительно облегчает выбор наиболее эффективной стратегии разработки. [1–19].

Продуктивный горизонт изучаемого месторождения состоит из трёх пачек: надугольной, межугольной

и подугольной. Эффекты анизотропии уже изучены в надугольной и подугольной пачках. Для полноты картины исследования осталось изучить наличие эффектов анизотропии проницаемости в межугольной пачке.

Результаты исследований по пластам Ю₁¹ и Ю₁³ дали положительные результаты и позволили добиться улучшения адаптации месторождения к фактическим данным добычи. Таким образом, две трети объёмов продуктивных пластов проанализированы с позиции анизотропии проницаемости. Внедрены законы распределения проницаемости в моделях и сопоставлены параметры разработки изотропных и анизотропных моделей. Остаётся проанализировать только один пласт (Ю₁^M) и определить, целесообразно ли применять эффекты анизотропии проницаемости и будут ли они влиять на итоговое распределение свойств. При успешном исходе поставленной задачи в итоге будет построена единая анизотропная модель, учитывающая все продуктивные пласты.

Краткий очерк исследуемого пласта

Распространение межугольной пачки наблюдается не на всей площади месторождения. В нижней части разреза толща ограничивается пластом угля. В случае отсутствия угля – прослоем, содержащем глины и аргиллиты. В верхней части толща ограничивается углистым аргиллитом варьирующей мощности до пяти метров или пластом угля. Условия формирования самой толщи характеризуются мелководными, прибрежно затопляемыми равнинными обстановками осадконакопления, а также мелководными приливно-отливными зонами.

Коллектор стратиграфической межугольной ритмотолщи идексируется пластом Ю₁^М. В основном фонде скважин его толщина варьируется от 1 до 6 м. Однако в семи скважинах мощность пласта варьирует от 10 до 25 м. Важным моментом является отсутствие закономерности распределения толщины пласта Ю₁^М по площади месторождения. Это, несомненно, является осложняющим фактором при анализе распределения фильтрационных свойств и создании объёмной геологической модели пласта.

Подошвенный угольный пласт межугольной толщи формировался в периодически затопляемых прибрежных болотистых областях. Тонкослоистый аргиллит, замещающий уголь, свидетельствует о прибрежно затопленных равнинных отложениях или их формировании в условиях застоя. Аргиллиты отлагались в фазу регрессии межугольной пачки. С течением времени наблюдается увеличение песчаной фракции с наличием прослоев мелкозернистого песчаника. В связи с этим пласт Ю₁^М сложен преимущественно мелкозернистым песчаником. Возможно, процесс формирования проходил в мелководной приливно-отливной зоне. В кровельной части толщи наблюдается пласт угля (в большинстве случаев) либо углистый аргиллит. Это свидетельствует о понижении динамики приливно-отливных фаз формирования осадков. Также предполагаются мелководные заливы в качестве обстановки накопления.

Анализ кривых самопроизвольной поляризации совместно с площадным распределением толщины позволил выделить зоны трансгрессий и регрессий в мелководной приливно-отливной зоне. Области трансгрессий приурочены к более погруженным зонам с увеличенной мощностью. Дополнительным фактором наличия зон размыва и приливно-отливных процессов является наличие скважин в краевых частях пласта с отсутствующим углём в кровле пласта. Также выделяется потоковая зона приливно-отливных каналов (зона русловых образований), которая характеризуется глубокой аномалией кривой самопроизвольной поляризации. Она имеет форму, приближенную к прямоугольнику, линия кровли является пологонаклонной, а боковая линия практически вертикальная. Линия подошвы неидентифицируема [20].

Предварительные расчёты

В пласте Ю₁³ на исследуемом месторождении уже были внедрены расчёты анизотропии проницаемости [21]. В настоящей работе рассматривается вышележащий пласт Ю₁^М. Необходимо применить тот же

самый подход и определить, есть ли возможность распространить ранее использованную методику на другие пласты данного месторождения. Для расчета каротажа проницаемости необходимо найти корреляционное уравнение между проницаемостью и пористостью зерна. Анализ был выполнен на основе 111 точек данных проницаемости для пласта Ю₁^М. Проницаемость вычислялась по уравнению (1) (рис. 1):

$$k = 0,0003 \cdot e^{61,837 \cdot \varphi}, R = 0,906, \quad (1)$$

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

Зонирование месторождения

Первоначальное разделение на зоны проведено аналогично пласту Ю₁³ [21. С. 83, 85]. Разделение на зоны проведено аналогично пласту Ю₁³. Карта изолиний величин проницаемости отражена на рис. 2. Параметры сетки грида для построения карты следующие 50*50 м. Пласт осложняется отсутствием коллектора на некоторой территории площади месторождения. Тем не менее расчёты следует провести и определить применимость технологии расчёта параметров анизотропии данного терригенного пласта.

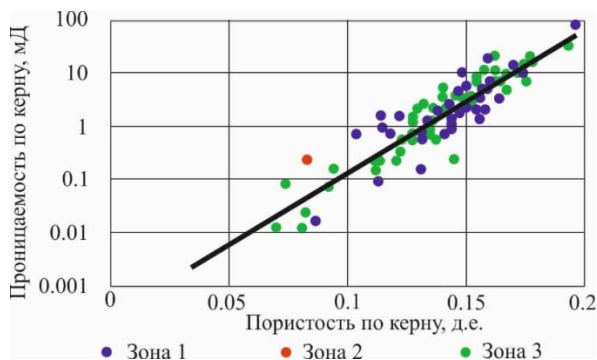


Рис. 1. Зависимость проницаемости от пористости пласта Ю₁^М

Fig. 1. Permeability vs porosity for J₁¹ formation

Первая производная по величинам проницаемости посчитана с использованием карты на рис. 2. Точность увеличивалась за счёт учёта зональности пласта. Методика определения градиентов состоит в вычислении уравнения (2):

$$G = \sqrt{dX^2 + dY^2}, \quad (2)$$

где dX – приращение по оси X ; dY – приращение по оси Y ; G – значение градиента.

Тригонометрическая окружность использовалась для вычисления азимутов каждой точки. При этом используется десятиградусный шаг с осреднением величин в его пределах. В табл. 1 сведены величины большой и малой полуоси эллипса, вычисленные по наименьшим квадратам.

Дополнительное графическое представление полученных результатов показано на рис. 3. Это гистограмма распределения количества значений градиентов проницаемости (ось Y) в десятиградусном угловом диапазоне (ось X). Значения азимутов направлений представлены в табл. 2.

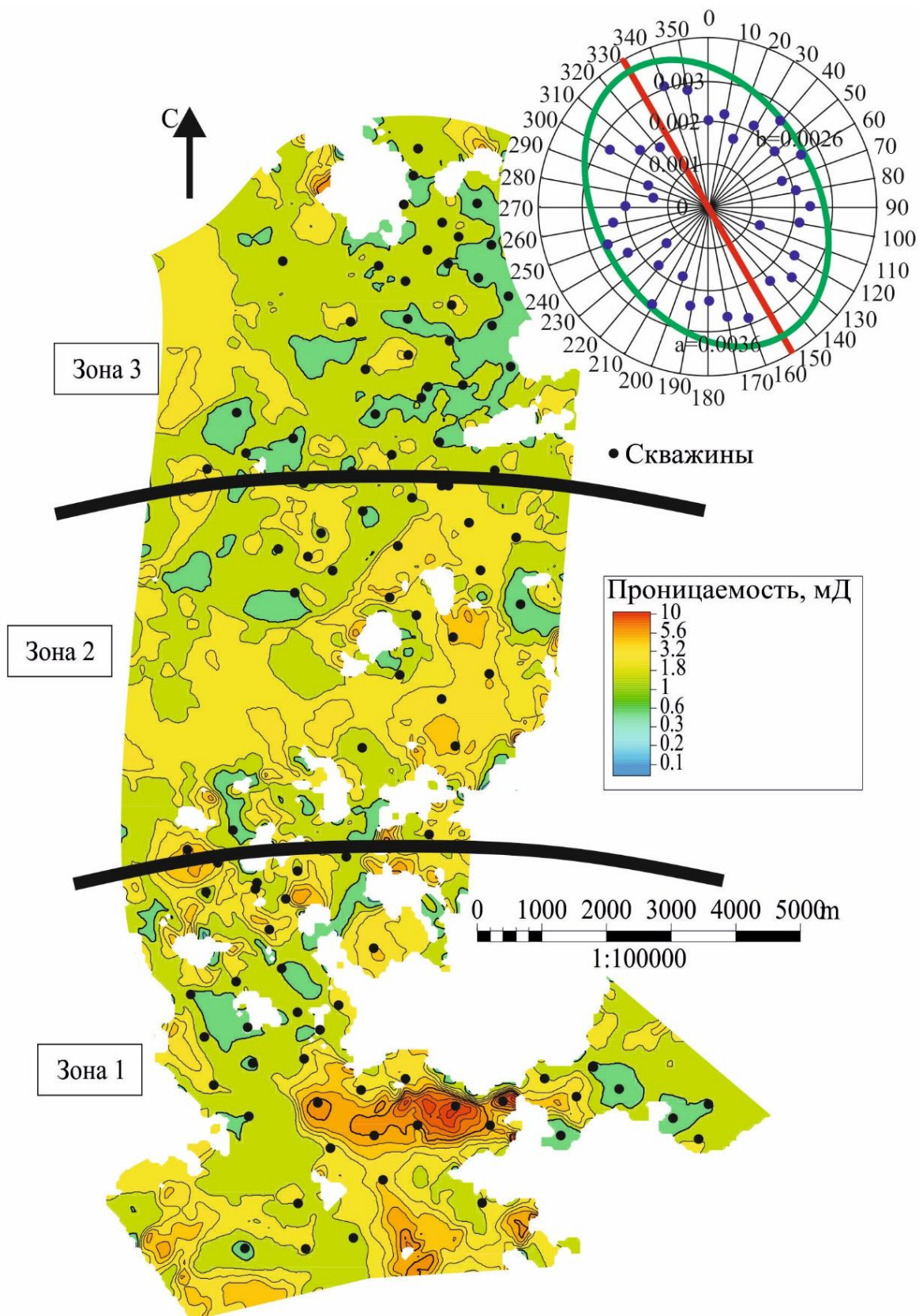


Рис. 2. Роза-диаграмма ориентировки градиентов проницаемости для зоны 3 по ядерным данным и карта распределения проницаемости пласта J_1^M

Fig. 2. Rose-diagram for permeability gradients orientation within Zone 3 for J_1^M formation, average permeability distribution maps for J_1^M formation

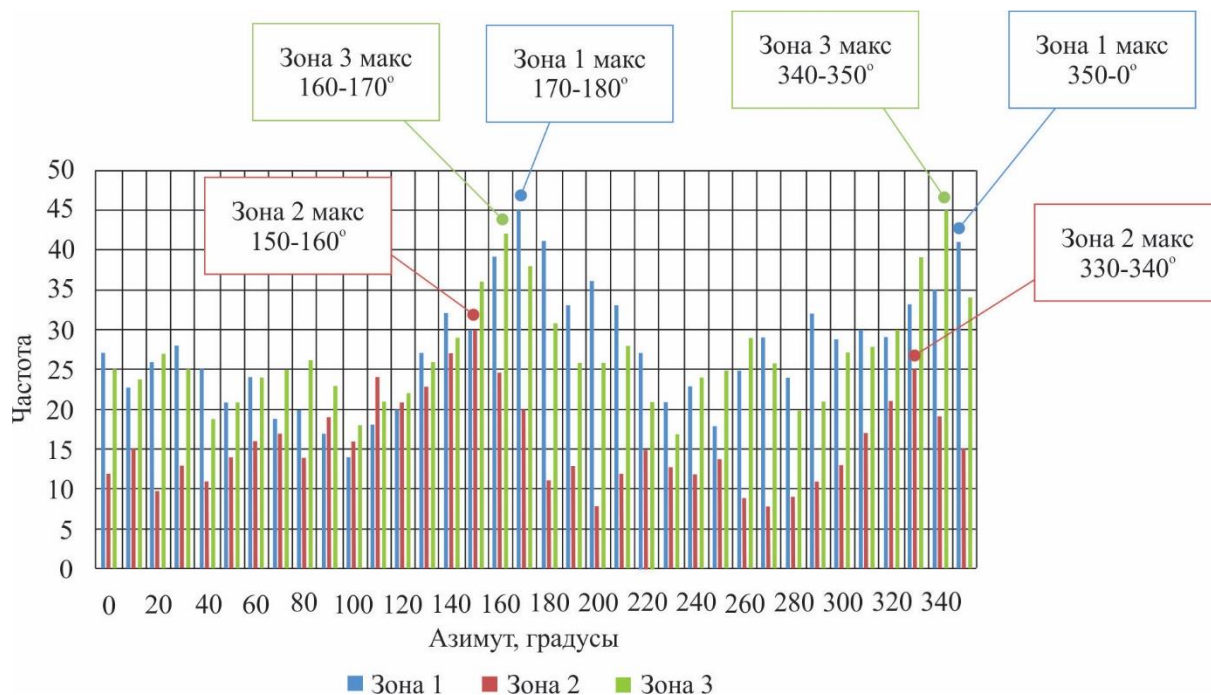


Рис. 3. Функция плотности градиентов проницаемости пласта J_1^M
Fig. 3. Permeability gradients density function for J_1^M formation

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

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

Пласт Formation	Зона Zone	Главная полуось Major axis	Второстепенная полуось Minor axis	Коэффициент анизотропии Anisotropy
J_1^M	1	0,0045	0,0032	1,406
	2	0,0040	0,0027	1,481
	3	0,0036	0,0026	1,385

Таблица 2. Значения азимута для пласта J_1^M

Table 2. J_1^M azimuth calculations

Пласт Formation	Зона Zone	Азимут/Azimuth	
		Первый максимум First maximum	Второй максимум Second maximum
J_1^M	Zone 1	170–180°	350–360°
	Zone 2	150–160°	330–340°
	Zone 3	160–170°	340–350°

Анализ метода распределения пространственной средней проницаемости

Проведённые расчёты показывают целесообразность разделения пласта на три зоны. В результате

удалось добиться увеличения точности расчётов и последующего формирования геолого-гидродинамической модели пласта-коллектора для подтверждения влияния неоднородности проницаемости. Аппроксимированные величины неоднородности с помощью эллиптической модели аппроксимации определены и демонстрируют различные параметры для зон. В табл. 2 отражено, что для пласта J_1^M зона 3 характеризуется минимальным значением, равным 1,385, зона 1 – 1,406, а зона 2 – максимальным значением анизотропии, равным 1,481.

Заключение и выводы

Характеристики неоднородности пласта J_1^M изучены ранее опробованными методиками. Таким образом, схема, с помощью которой проводились расчёты для пласта J_1^3 , остаётся неизменной. Визуальный анализ проводится по построенным розам-диаграммам и распределениям величин в форме гистограмм. Тенденция формы образования J_1^M такова: ориентация первого максимума варьируется от 150° до 180°, а второго – от 330° до 360° северо-западного (юго-восточного) направления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- Tyvand P.A., Storhaug A.R.F. Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy. – Norway: Norwegian University of Life Sciences, 2004. – 20 p.
- 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.
- 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.
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 // SPE Offshore Europe. – 1993, September. – V. 2. – 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. – 2018, February. – 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. – 2019, May. – 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 Ватьеганского 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. Фёдоров Б.А. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Двуреченского месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования (геологические запасы). Отчет по договору № ПР699 с ОАО «Томскнефть» ВНК. – Томск, 2006. – 1200 с.
21. 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: 02.03.2022 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

ESTIMATION OF PERMEABILITY ANISOTROPY CALCULATION QUALITY ON THE EXAMPLE OF A TERRIGENOUS FORMATION

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

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

The relevance of the research. The oil industry is developing through practical subsoil use. As Aleksey Emilievich Kontorovich and co-authors note in the program and concept for the development of the oil and gas industry in the Tomsk region for 2001–2005 and the period up to 2030 – the current structure of forecast oil resources in the main oil and gas producing regions of Russia, including the Tomsk region, is such that in the coming years, mainly small in terms of reserves and a small number of medium and large fields will be discovered. For the development of small and medium-sized deposits, it is necessary to create prerequisites that stimulate the widespread involvement of a large number of enterprises in subsoil use. The proposed technology just meets all the requirements. And, most importantly, a high-quality result is achieved by additional calculations of primary a priori information.

The aim of this work is to investigate the intercoal strata of the studied field for the presence of permeability anisotropy; determine the anisotropy parameters using the already implemented technique on the overlying and underlying layers of this field; prepare data for further geological and simulation modeling.

The study object is the intercoal strata of the Upper Jurassic terrigenous formation. The deposit is located within Western Siberia. A preliminary study of geological and geophysical information allows, with a high degree of probability, calculating the heterogeneous distribution of reservoir properties.

Methods: creation of a petrophysical model. It must meet the quality requirements and reliably characterize the properties of the core. Later, the porosity and permeability are calculated for the intervals of the target formation drilled by the wells. The distribution of properties over an area creates a permeability map. This map is further analyzed using vector and gradient analysis views. The result is datasets of magnitude and direction of permeability anisotropy. The main attention is paid to the permeability of reservoirs, since this parameter is the most important for development and production. At the next stage, specialists move on to creating a three-dimensional geological model. It takes into account the effects of heterogeneity at the creation stage. After checking the quality of the model development, a simulation model is created on the basis of the geological one. The obtained results show that for the intercoal strata of the J_1^M formation, just like for J_1^1 and J_1^3 formations, it is advisable to use the method for determining the permeability anisotropy parameters. The magnitude and direction are confidently identified and reflect the dominant hydrocarbon filtration direction.

Results. The characteristics of the heterogeneity of the J_1^M formation were studied by previously tested methods. Thus, the scheme of calculations for the J_1^3 reservoir remains unchanged. Visual analysis is carried out on the basis of constructed rose diagrams and distributions of values in the form of histograms. The trend of the J_1^M formation form is as follows: the orientation of the first maximum varies from 150° to 180° , and the second – from 330° to 360° northwest (southeast) direction.

Key words:

Permeability anisotropy, anisotropy scale, petrophysics, terrigenous reservoir, intercoal strata.

REFERENCES

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- Tyvand P.A., Storhaug A.R.F. *Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy*. Norway, Norwegian University of Life Sciences, 2004. 20 p.
- Merkulov V.P., Aleksandrov D.V., Krasnoshchekova L.A., Nenafov Yu.Ya. Litologo-petrofizicheskaya anizotropiya peschanoglimistykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy [Lithological-petrophysical anisotropy of sandy-argillaceous reservoirs of oil fields]. *Nauchno-tekhmicheskiiy vestnik YuKOS*, 2004, no. 10, pp. 33–36.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy. *SPE Offshore Europe*. – 1993, September. – V. 2. – P. 489–495.
- Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach. *Oilfield Review*, 1994, vol. 6, no. 4, pp. 24–35.
- 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*, 2019, May, 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 nefyanogo mestorozhdeniya k izmeneniyu v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya na baze retrospektivnogo analiza [Sensitivity assessment of the AB1-3 object of the Vatyeganskoe 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. 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. In Rus.
20. Fedorov B.A. Podschet zapasov UV i TEO KIN produktivnykh plastov Dvurechenskogo mestorozhdeniya na osnove geologicheskogo i gidrodinamicheskogo modelirovaniya (geologicheskie zapasy) [Calculation of hydrocarbon reserves and feasibility study of oil recovery factor of productive strata of the Dvurechenskoe field based on geological and simulation modeling (geological reserves)]. Tomsk, Report on contract no. PR699 with OAO Tomskneft VNK, 2006. 1200 p.
21. Korovin M.O. *Metodika kolichestvennoy otsenki lateralnoy anizotropii filtratsionno-emkostnykh svoystv terrigennykh 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: 2 March 2022.

Information about the authors

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