

УДК 550.3

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТА Ю₁¹ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Коровин Михаил Олегович¹,
koroovino@hw.tpu.ru

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

Актуальность исследования состоит в необходимости поддержания добычи нефти на высоком уровне. Нарращивание сырьевой базы является важным фактором финансирования налоговой базы региона. Нефть – невозобновляемый источник энергии, поэтому человечество не может позволить себе нерационально его использовать. У нефти есть немаловажный фактор высокой теплоты сгорания, и этот параметр выгодно отличает ее от остальных источников энергии. Из нефти производится огромный спектр продуктов, не говоря уже об использовании нефтепродуктов в двигателях внутреннего сгорания. И спрос на нефть, несмотря на разработки в области возобновляемых источников энергии, продолжает расти. Для увеличения коэффициента извлечения нефти требуется выбрать наиболее эффективную стратегию разработки месторождения, которая позволит снизить остаточные запасы. Выбор стратегии разработки основывается на результатах расчёта гидродинамических моделей.

Цель данной работы – определение параметров анизотропии проницаемости в пласте Ю₁¹ по результатам анализа трассерных исследований. На нижележащем пласте Ю₁³ аналогичные исследования проведены. Необходимо проверить, возможно ли пользоваться той же методикой анализа трассерных исследований для исследуемого пласта или её нужно изменить.

Объект исследования – верхнеюрские терригенные отложения одного из месторождений на территории Томской области.

Методы. Анализ трассерных исследований приводит к решению важной задачи определения параметров фильтрационной неоднородности и к ответу на вопросы о едином подходе расчёта параметров неоднородности по разным пластам и сопоставимости полученных результатов с распределением характеристик анизотропии по геофизическим исследованиям скважин. Методика подразумевает определение количества индикаторной жидкости, перемещённой от нагнетательных к добывающим скважинам. Дополнительно анализируется проницаемость и создаются розы-диаграммы распределения параметров. Используется ранее опробованный метод пространственного распределения параметров по геофизическим исследованиям скважин. Трассерные исследования применяются для проверки достоверности расчётов по картотажным данным. В результате расчётов и исследований получилось с помощью анализа трассерных исследований подтвердить параметры анизотропии, полученные по результатам ГИС. Получились очень близкие значения параметров. Анализ трассерных исследований показал, что использование технологии определения и учёта анизотропии проницаемости, ранее применявшейся на нижележащем пласте Ю₁³, отражает достоверные результаты для терригенного пласта Ю₁¹. Полученные данные отражают направление неоднородности проницаемости, учитывая распределение индикаторной жидкости от нагнетательных скважин к добывающим. Также величины, полученные с помощью анализа геофизических исследований скважин, подтверждаются данными трассерных исследований.

Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, трассерные исследования, метод пространственного распределения, неоднородность фильтрационных свойств.

Введение

Изучение фильтрационных потоков ведёт к выявлению особенностей пластов. Меченая вода вводится в одну из скважин, и в режиме нагнетания эта вода попадает в пласт. По соседним работающим скважинам ведётся наблюдение за количественным содержанием в потоке индикаторов меченой жидкости. В некоторых случаях такие исследования проводятся одновременно с контролем процесса вытеснения нефти водой. В качестве дополнительной информации данные о перемещении индикаторных масс используются для определения свойств коллектора и особенностей их распределения в пласте.

Традиционный анализ данных трассерных исследований подразумевает разделение области фильтрации на число элементов, равное количеству скважин, входящих в зону детального изучения, в которых зафиксирована меченая жидкость. В пределах каждого элемента дифференцируются анизотропные зоны изменения фильтрационно-ёмкостных свойств. Во вре-

мя работы нагнетательных скважин жидкость распространяется не по всем направлениям, а преимущественно по высокопроницаемым зонам. Концентрация индикаторной жидкости фиксируется на добывающих скважинах. Зная этот параметр, вычисляется общая масса индикатора, перемещённого от нагнетательной к добывающей скважине.

Объём меченой жидкости и скорость её прохождения показывает неоднородности изучаемого пласта. Напрямую это будет отражаться в отсутствии единого фронта перемещения меченой воды, а также в замедленном и ускоренном проникновении по пластам разной проницаемости. Цикличность поступления индикаторной жидкости характеризует проницаемость отдельных зон неоднородности.

Изучая относительную проницаемость, классифицируют величины проницаемости и группируют в спектры. Группы составляются из соотношений количества индикатора (из определённой группы) к общей массе индикатора, которое извлекается из целевого пласта. Фактическая кривая получения индикатора

тора оценивает количество индикатора и распределяется в диапазоне от 0 до 1. При экстраполяции кривой оценивают теоретическую общую величину индикатора [1–19].

Трассерные исследования на сегодняшний день – самый достоверный источник информации о направлениях перетока флюидов в пласте. Однако они требуют финансовых вложений и времени. Пласт Ю₁³ данного месторождения уже был проанализирован на предмет наличия анизотропии проницаемости и определения её параметров [20], теперь необходимо проанализировать пласт Ю₁¹ для того, чтобы определить целесообразность применения аналогичных методов расчёта, анализа и проверки анизотропных параметров. Фактически трассерные исследования – единственный способ контроля движения флюидов в пласте. Но, так как стоимость проведения трассерных исследований высока, целесообразно использовать другие источники данных для определения анизотропии.

Геологические особенности месторождения

Верхнюю часть горизонта Ю₁ составляет надугольная толща, мощность которой 2–11 м. Морские фации, образовавшиеся при трансгрессии моря, сформировали толщу горизонта. В ней выделяются песчаные пласты, снизу вверх Ю₁² и Ю₁¹, разделенные маломощным аргиллитовым прослоем. Наличие обоих пластов в разрезе горизонта характерно для Двуреченской площади, где пласт Ю₁² встречается примерно в половине скважин. На Западно-Моисеевской площади отсутствует пласт Ю₁¹, а в кровле горизонта Ю₁ развит повсеместно пласт Ю₁². Как коллектор он распространен по всей площади поднятия за исключением юго-восточного склона. От нижележащего пласта Ю₁^М пласт отделяется углисто-аргиллитовым прослоем небольшой толщины – 0,5–4,5 м. Перекрывают пласт Ю₁¹ (на Двуреченской площади) и Ю₁² (на Лесмуrowsкой и Западно-Моисеевской площадях) отложения георгиевской свиты.

Предпосылки наличия эффектов анизотропии

Наличие неравномерно азимутально направленных структурных особенностей в текстуре пород влияет на наличие направлений, по которым наблюдаются потоки флюидов с повышенной проницаемостью. Это явление подтверждается фактическими дебитами на разных месторождениях. Вариации дебитов, различия в методах закачки, альтернативные параметры фильтрационных свойств – всё это свидетельствует о наличии и конкретном проявлении зон улучшенной проницаемости, обладающих вполне определенным направлением и величиной. Обстановки осадконакопления предопределяют направление и степень неоднородности. Это обуславливает анизотропию коллектора и оказывает влияние на порядок структурных и текстурных особенностей пород-коллекторов, а также на физические свойства пород и добычу нефти.

Соответственно, для наиболее оптимальной стратегии разработки важно провести учёт и оценку для определения анизотропных характеристик коллектора.

Трассерные исследования изучаемого пласта

Как указывалось ранее, наиболее распространенный, удобный и информативный метод исследования на макроуровне – это трассерные исследования. Методология оценки эксперимента ориентирована на определение таких параметров, как средняя проницаемость, максимальная и средняя скорость индикаторной жидкости в определенном пласте. Эти данные должны быть нанесены на график в виде розы-диаграммы или функции плотности вероятности. Такой подход позволяет определить направление ориентации общей оси проницаемости, показывающей распределение свойств в геологической модели, и ускорения адаптации гидродинамической модели. Анализ розы-диаграммы также будет необходим для оценки значения латеральной анизотропии проницаемости по большой (а) и малой (б) осям после создания эллиптической модели аппроксимации фактических данных. Их соотношение, указанное ранее, поможет определить величину проницаемости. На исследуемом месторождении проведены трассерные исследования (рисунок), с помощью которых будут проверены расчёты по методу пространственного распределения. В этом случае применяется эллиптическая аппроксимация данных скорости фильтрации. Вычисляется угловая характеристика расположения добывающих скважин относительно нагнетательной (в которую закачана меченая жидкость). Расчёты показывают преимущественное направление фильтрации потока индикаторной жидкости и соотношение длин осей эллипсов. Соотношение длин показывает, во сколько раз проницаемость в преимущественном направлении выше, чем в перпендикулярном ему.

Наименьшее количество исследований было выполнено в пределах зоны 2 и зоны 3 (по два исследования в каждом случае), а наибольший объем информации был получен из зоны 1 (четыре эксперимента). Все результаты были разделены на три группы в зависимости от номера зоны расположения скважины. Три скважины, показанные на рисунке, выбраны из разных зон для демонстрации примера распределения проницаемости.

Точки, которые можно увидеть на диаграммах, указывают на данные из разных скважин во время определенного индикаторного исследования. Азимут направления каждой скважины был оценен благодаря расположению нагнетательной скважины в центре роз-диаграмм. Шаг в 10 градусов для диаграмм используется для дополнительной точности.

Все результаты трассерного исследования обобщены в табл. 1 для большего удобства. Следует отметить, что величина боковой анизотропии проницаемости была определена как отношение большой (а) к малой (б) осей эллипса.

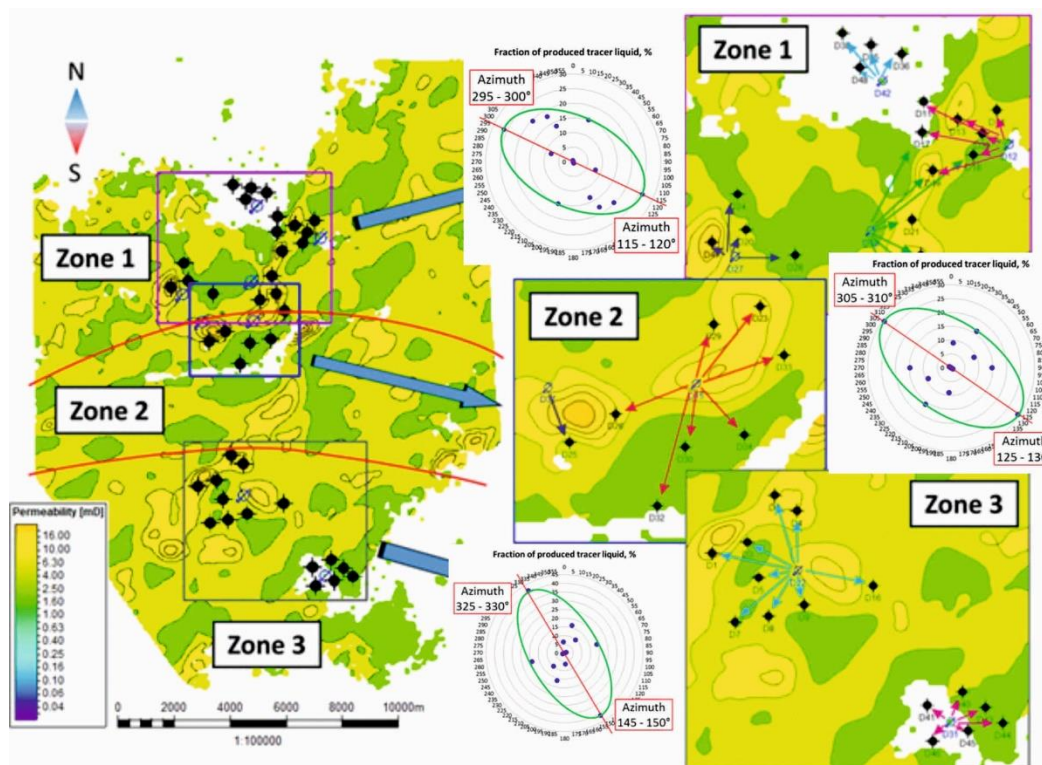


Рисунок. Схема трассерных исследований пласта J_1^1 . Распределение объёмов извлечённого трассера для скважин D12 (зона 1), D15 (зона 2), D31 (зона 3)

Figure. Scheme of tracer studies performed for J_1^1 formation. Tracer liquid distribution for wells D12 (zone 1), D15 (zone 2), D31 (zone 3)

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

Table 1. Anisotropy parameters (main and subsidiary axis values)

Зона/Zone	Номера нагнетательных скважин Injection well name	Азимут Azimuth		Полуось эллипса Ellipse axis		Анизотропия Anisotropy a/b
		Первый максимум First maximum	Второй максимум Second maximum	Большая Major a	Малая Minor b	
1	D10	135–140°	315–320°	16,1	10,5	1,537
	D27	145–150°	325–330°	23,5	15,7	1,493
2	D15	125–130°	305–310°	14,9	8,4	1,774
3	D22	135–140°	315–320°	49,2	35,1	1,403

Анализ полученных результатов

Анализ трассерных исследований также демонстрирует наличие анизотропии проницаемости в пласте, как в ранее проведённых расчётах градиентов проницаемости [21]. Пласт J_1^1 характеризуется низкой проницаемостью. Можно заметить, что на величину анизотропии влияет расположение зоны. Таким образом, на основании анализа данных табл. 1 значение анизотропии может варьироваться от 1,403 (для зоны 3) до 1,774 (для зоны 2) для пласта J_1^1 .

Ранжирование средних значений анизотропии проницаемости по трассерным исследованиям полностью соответствует ранжированию, полученному методом пространственного распределения средней

проницаемости. Зона 2 имеет наибольшую величину 1,774, значение анизотропии зоны 1 составляет 1,537, а самая низкая величина у зоны 3 – 1,403.

Таблица 2. Обобщенные данные ориентации анизотропии, полученные с помощью метода пространственного распределения и трассерного исследования [21]

Table 2. Generalized orientation anisotropy data obtained using the method of spatial distribution and tracer study [21]

Зона/Zone	Интервалы азимутов/Azimuths intervals			
	Первый максимум First maximum		Второй максимум Second maximum	
	Метод пространственного распределения Spatial distribution method	Анализ трассерных исследований Tracer study analysis	Метод пространственного распределения Spatial distribution method	Анализ трассерных исследований Tracer study analysis
1	110–120°	115–150°	310–320°	295–330°
2	130–140°	125–145°	320–330°	305–325°
3	100–120°	135–150°	310–320°	315–330°

Также следует подчеркнуть, что по данным трассерных исследований анизотропия имеет азимут, ориентированный с северо-запада на юго-восток. Данные позволяют создать уточнённую геологическую модель месторождения. Достигается это распределением проницаемости по направлениям X и Y. В изотропных моделях без учёта горизонтальной анизотропии проницаемости ($k_x=k_y$) адаптация к истори-

ческим данным разработки бывает неудовлетворительной. В анизотропных моделях ($k_y = a \cdot k_x$, где a – соотношение осей эллипса) требуется меньше времени для проведения адаптации фактических и исторических данных.

Величины азимутов для разных зон не имеют преобладающего значения для каждой из них по сравнению с предыдущим методом анализа градиентов и пространственного распределения проницаемости. Сравнение различных методов лучше видно в табл. 2.

По табл. 2 делается вывод о хорошем сопоставлении угловых характеристик анизотропии проницаемости, вычисленных с помощью анализа градиентов проницаемости и трассерных исследований.

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. Соколовский Э.В., Соловьёв Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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. – 20 p.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smimov 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.
11. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // 52nd U.S. Rock

Заключение и выводы

Анализ трассерных исследований показал, что использование технологии определения и учёта анизотропии проницаемости, ранее применявшейся на нижележащем пласте Ю₁³, отражает достоверные результаты для терригенного пласта Ю₁¹. Угловые характеристики анизотропии, вычисленные по результатам пространственного распределения проницаемости, совпадают с угловыми характеристиками, вычисленными по трассерным исследованиям. Данные демонстрируют достоверное направление неоднородности проницаемости, учитывая распределение индикаторной жидкости от нагнетательных скважин к добывающим.

- Mechanics/Geomechanics Symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – P. 40–51.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach // *Oilfield Review*. – 1994. – V. 6. – № 4. – P. 24–35.
16. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing // *Journal of Petroleum Technology*. – 2018, February. – V. 70. – P. 66–68.
17. 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.
18. 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.
19. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field / C.L. Hearn, Jr. W.J. Ebanks, R.S. Tye, V. Ranganathan. – San Francisco: SPE annual technical conference, 1983. – P. 1335–1344.
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.
21. Коровин М.О. Особенности учёта анизотропии проницаемости верхнеюрских терригенных коллекторов на примере нефтяного пласта // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 151–156.

Поступила 04.06.2022 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 DETERMINING ANISOTROPIC PARAMETERS FROM THE RESULTS OF TRACER STUDIES OF J_1^1 FORMATION ON THE EXAMPLE OF OIL FIELD

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

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

The relevance of the research lies in the necessity to maintain production at a high level. Maintaining the resource base is an important factor in financing the region's tax base. Oil is a non-renewable source of energy, so humanity cannot afford to use it irrationally. It has an important factor of high calorific value and this parameter favorably distinguishes oil from other energy sources. A huge range of products is produced from oil, not to mention the use of petroleum products in internal combustion engines. And the demand for oil, despite developments in renewable energy, continues to rise. Therefore, it is necessary to increase the oil recovery factor. This requires choosing the most effective field development strategy that will reduce residual reserves. The choice of development strategy is based on the results of calculation of hydrodynamic models.

Aims: to study tracer research in the J_1^1 formation; determine the parameters of permeability anisotropy from tracer studies; compare the data obtained with the parameters of permeability heterogeneity determined by the method of spatial distribution; assess the feasibility of changing the methodology when changing the stratigraphic horizon.

The object is one of the deposits in the Tomsk region. Previously, it has already been subjected to the study of anisotropic characteristics. Upper Jurassic deposits of terrigenous composition are being studied.

Methods. Analysis of tracer studies leads to the solution of an important problem of determining the parameters of filtration heterogeneity and to the answer for questions about a unified approach to calculating heterogeneity parameters for different reservoirs and the comparability of the results obtained with the distribution of heterogeneity parameters according to well logging. The technique involves determining the amount of indicator fluid transferred from injection to production wells. In addition, permeability is analyzed and rose diagrams of the distribution of parameters are created. The previously tested method of spatial distribution of parameters according to geophysical surveys of wells is used. Tracer studies are used to verify the reliability of calculations based on log data. As a result of calculations and studies, it was possible, using the analysis of tracer studies, to confirm the anisotropy parameters obtained from the results of well logging. Very close parameter values were obtained. The analysis of tracer studies showed that the use of the technology for determining and accounting for the anisotropy of permeability previously used in the underlying J_1^3 reservoir shows reliable results for the J_1^1 terrigenous reservoir. The obtained data reliably show the direction of permeability heterogeneity, taking into account the distribution of indicator fluid from injection wells to production ones. Also, the values obtained using the analysis of well logging are confirmed by tracer data.

Key words:

Permeability anisotropy, anisotropy scale, tracer studies, spatial distribution method, heterogeneity of filtration properties.

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.
- Sokolovsky E.V., Solovyov G.B., Trenchikov Yu.I. *Indikatornyye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov* [Indicator methods for studying oil and gas reservoirs] Moscow, Nedra Publ., 1986. 157 p.
- Dussan E., Sharma Y. Analysis of the pressure response of a single-probe formation tester. *Society of Petroleum Engineers. Formation evaluation*, 1992, vol. 7, pp. 151–156.
- Clavaud J.B., Maineult 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, Department of Mathematical Sciences and Technology (Norwegian University of Life Sciences), 2004. 20 p.
- Merkulov V.P., Aleksandrov D.V., Krasnoshchekova L.A., Nenakhov Yu.Ya. Litologo-petrofizicheskaya anizotropiya peschano-glinistykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy [Lithological-petrophysical anisotropy of sandy-argillaceous reservoirs of oil fields]. *Nauchno-tehnicheskiiy 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. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, vol. 9, pp. 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.

17. 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.
18. 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.
19. Hearn C.L., Ebanks Jr. W.J., Tye R.S., Ranganathan V. *Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field*. San Francisco, SPE annual technical conference, 1983. pp. 1335–1344.
20. Korovin M.O. *Metodika kolichestvennoy otsenki lateralnoy anizotropii filtratsionno-emkostnykh svoystv terrigennykh kollektorov na baze kompleksnogo analiza geologo-geofizicheskikh dannyykh*. 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.
21. Korovin M.O. Features of calculation of upper Jurassic terrigenous reservoirs permeability anisotropy on the example of the oil formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 151–156

Received: 4 June 2022.

Information about the authors

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