

ПРОГНОЗ ОПТИМАЛЬНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.М. Киселев, А.Р. Кинсфатор, О.И. Бойков

Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

Нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ), находящегося в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы, приурочена к кавернозно-трещиноватым коллекторам венд-рифейского возраста, для описания фильтрационно-емкостных свойств которых требуется создание новых, адекватных сложному геологическому строению объекта моделей. Поскольку разработка ЮТМ планируется с использованием горизонтальных стволов добывающих скважин, то одна из проблем заключается в выборе оптимального направления ствола, т.е. такого направления, которое обеспечивало бы максимальную продуктивность скважин. В настоящей работе представлены результаты расчетов оптимальных направлений горизонтальных стволов добывающих скважин для некоторых участков ЮТМ. Такие расчеты выполнены, во-первых, с учетом анизотропии проницаемости в рамках разработанной нами блоковой модели строения трещиноватых коллекторов ЮТМ. Во-вторых, учтено влияние на апертуру фильтрующих трещин литостатического давления. Горизонтальные стволы добывающих скважин должны быть ориентированы так, чтобы пересекать максимальное число фильтрующих трещин, и идти в направлении минимального давления сжатия трещин.

Представлены алгоритмы расчета оптимальных направлений с учетом анизотропии проницаемости трещиноватых пород и литостатического давления сжатия трещин. Рассмотрен определенный участок Юрубчено-Тохомского месторождения, для которого рассчитано литостатическое давление на уровне горизонта проводки горизонтальных скважин. Построены схемы оптимальных направлений горизонтальных стволов. Показано, что во многих случаях направления имеющихся горизонтальных скважин сильно отличаются от направлений, которые рассчитаны нами в качестве оптимальных. Обозначен круг первоочередных проблем, которые необходимо решить для подготовки месторождения к эксплуатации. Полученные в работе результаты могут быть использованы при проектировании разработки Юрубчено-Тохомского и аналогичных по своему строению нефтегазовых месторождений Восточной Сибири.

Ключевые слова: Юрубчено-Тохомское месторождение, трещиноватый коллектор, апертура трещин, проницаемость, анизотропия проницаемости, горизонтальный ствол добывающей скважины, литостатическое давление.

CALCULATION OF OPTIMUM COURSES OF HORIZONTAL SHAFTS TO DEVELOP YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE OILFIELD

V.M. Kiselev, A.R. Kinsfator, O.I. Boikov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

Oil-and-gas content of the Yurubcheno-Tokhomskeye oilfield (YTO) located within the Leno-Tungusskaya oil-and-gas province of the Siberian platform, relates to cavernous-fractured reservoirs of the Vendian-Riphean age. To describe reservoir properties of the latter new models that are adequate to complex prospect geology are required. Since development of YTO will involve horizontal shafts of the producing wells, one of the pressing challenges is to determine the optimum course of hole to ensure the best well productivity. The present paper offers the results of calculations carried out to determine the optimum courses of horizontal shafts of the producing wells for certain parts of YTO. The calculations performed take account of anisotropy of permeability within the framework of the author's block model of YTO fractured reservoirs structure. Moreover, the impact of lithostatic pressure on aperture of the filtrating fractures is taken into account. A horizontal shaft of the producing wells should have such orientation as to intersect the maximum number of filtering fractures and to proceed in the direction of the minimal fracture contraction pressure.

The algorithms to calculate optimum courses are proposed, that consider anisotropy of permeability of fractured rock and lithostatic pressure of fracture contraction. A part of the Yurubcheno-Tokhomskeye oilfield is selected to calculate lithostatic pressure at the level of horizontal shafts horizon. The layouts of optimum courses of horizontal shafts are generated. It is demonstrated that in many cases the courses of the horizontal wells built significantly deviate from the optimum directions calculated by our technique. A spectrum of the priority problems to be solved prior to deposit development is specified. The results received can be used in engineering operations in the Yurubcheno-Tokhomskeye oilfield and other Eastern Siberia's oil-and-gas fields of similar structure.

Keywords: Yurubcheno-Tokhomskeye oilfield, fractured reservoir, fracture aperture, permeability, permeability anisotropy, horizontal shaft of the producing well, lithostatic pressure.

Введение

Нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ), находящегося в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) Сибирской платформы, приурочена к кавернозно-трещиноватым коллекторам венд-рифейского возраста [1]. Породы трещиноватых коллекторов представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными характеристиками, обладают многокомпонентным литологическим составом, неоднородностью петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств [2]. Пустотное пространство представлено трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернами. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микро- и макротрещин, что определяет ярко выраженную анизотропию проницаемости пласта-коллектора. Эти и другие особенности геологического строения вынуждают отнести ЮТМ (как, впрочем, и ряд иных месторождений Лено-Тунгусской НГП) к типу месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Изучению проницаемости трещиноватых коллекторов посвящено множество работ, например исследования [3–9], что указывает на актуальность этой проблемы для развития мирового нефтегазового комплекса. Конечно, нельзя не согласиться с высказыванием Т.Д. Голф-Рахта, что «история трещиноватых пластов-коллекторов такая же древняя, как история самой нефти» [3], тем не менее построение адекватных моделей фильтрационно-емкостных свойств кавернозно-трещиноватых коллекторов остается и в настоящее время первоочередной задачей на этапе подготовки месторождения к эксплуатации.

Поскольку разработка ЮТМ планируется посредством горизонтальных добывающих скважин, продемонстрировавших большую эффективность, то одна

из проблем заключается в выборе оптимального направления ствола, т.е. такого направления, которое обеспечивало бы максимальный дебит, по крайней мере на начальной стадии добычи. Из качественных соображений ясно, что в этом оптимальном направлении горизонтальный ствол должен пересекать максимально возможное число фильтрующих трещин. Решению этой задачи посвящены статьи [10–12], которые основаны на разработанной нами блоковой модели проницаемости трещиноватых коллекторов [13–15].

Другая сторона вопроса об оптимальном направлении горизонтального ствола добывающей скважины заключается в том, что этот ствол должен быть ориентирован в ту область, где на фильтрующие трещины продуктивного пласта действует минимальное литостатическое давление сжатия. Исследованию влияния напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность добывающих скважин ЮТМ посвящена работа [16], в которой показано, что максимальную удельную продуктивность имеют горизонтальные стволы, которые ориентированы в области пониженного литостатического давления. В настоящей работе предпринята попытка комплексирования двух представленных выше методов определения оптимальных направлений горизонтальных стволов добывающих скважин для некоторой части Юрубчено-Тохомского месторождения.

Оптимальные направления горизонтальных стволов согласно блоковой модели строения трещиноватого коллектора

Выполненный анализ данных определений параметров трещиноватости продуктивных горизонтов ЮТМ, полученных с использованием различных методов ГИС и прямых измерений на керне, свидетельствуют о следующем. Во-первых, фильтрующими являются субверти-

кальные трещины (с углами падения порядка 70–80°). Во-вторых, упорядоченность и углов падения, и азимутов простирания трещин носит статистический характер. В-третьих, имеют место, как правило, две почти ортогональные системы субвертикальных трещин. Наконец, в-четвертых, непроницаемая матрица фильтрующими трещинами разбита на блоки, линейные размеры которых также имеют некоторые статистические распределения. Все эти обстоятельства стимулировали разработку новой модели проницаемости трещиноватых коллекторов, которую мы назвали блоковой. В работах [11, 15] представлен алгоритм и примеры расчетов анизотропии проницаемости трещиноватых пород-коллекторов ЮТМ. Блоковая модель проницаемости по сути своей является развитием трещинно-капиллярной модели, предложенной Е.С. Роммом [17].

В соответствии с блоковой моделью коэффициент проницаемости $k(\vartheta, \varphi)$ в направлении, задаваемом полярным углом ϑ и азимутальным углом φ , определяется уравнением

$$k(\vartheta, \varphi) = k_{WT} \frac{w(\vartheta, \varphi)}{\bar{w}}, \quad (1)$$

где $k_{WT} = \text{const}$ – средняя проницаемость пласта;

$$w(\vartheta, \varphi) = [\cos \varphi \cdot |\sin \vartheta| + A \cdot |\sin \varphi| \times |\sin \vartheta| + B \cdot |\cos \vartheta|]^{-2}, \quad (2)$$

$$\bar{w} = \frac{1}{2\pi^2} \int_0^\pi \int_0^{2\pi} w(\vartheta, \varphi) d\vartheta d\varphi. \quad (3)$$

Далее будем рассматривать коэффициент проницаемости в относительных единицах:

$$k_{rel}(\vartheta, \varphi) = \frac{k(\vartheta, \varphi)}{k_{WT}} = \frac{w(\vartheta, \varphi)}{\bar{w}}. \quad (4)$$

Параметры A и B в уравнении (2) мы назвали параметрами анизотропии пласта. Они определяются через функции плотности вероятности распределений

углов α , β и γ , которые составляют ребра блоков с осями выбранной системы координат, и через функции плотности вероятности распределений линейных размеров блоков a , b и c [11, 15].

Таким образом, для того чтобы рассчитать проницаемость трещиноватого пласта, необходимо иметь данные о распределениях размеров и пространственной ориентации блоков. Такой банк данных, основанный на измерениях азимутов простирания и углов падения субвертикальных фильтрующих трещин и их удельных поверхностях, был создан для площади ЮТМ, покрытой разведочными скважинами [15]. Были использованы данные более чем по 50 разведочным скважинам. В работе [11] представлены результаты обработки этих данных и показано, что углы α , β и γ , которые составляют ребра блоков с осями декартовой системы координат (ось OX_0 – на север), распределены по нормальному закону, а горизонтальные и вертикальные размеры a , b , c блоков имеют логнормальное распределение. Параметры этих распределений были вычислены.

Средняя проницаемость (в относительных единицах) к горизонтальному стволу, имеющему азимут λ , определяется согласно работе [12] уравнением

$$K_{rel}(\lambda) = \bar{k}_x \cdot |\cos(\lambda - \bar{\alpha})| + \bar{k}_y \cdot \left| \cos\left(\lambda - \bar{\beta} - \frac{\pi}{2}\right) \right|, \quad (5)$$

где \bar{k}_x , \bar{k}_y – средние проницаемости в двух ортогональных вертикальных плоскостях, ориентированных под углами $\bar{\alpha}$ и $\bar{\beta}$, которые представляют собой математические ожидания углов α и β ,

$$\bar{k}_x = \frac{1}{\pi} \int_0^\pi k_{rel}(\vartheta, 0) d\vartheta,$$

$$\bar{k}_y = \frac{1}{\pi} \int_0^\pi k_{rel}\left(\vartheta, \frac{\pi}{2}\right) d\vartheta.$$

Пропорциональным величине $K_{rel}(\lambda)$ будет и приток флюида к скважине. Оп-

тимальным направлением горизонтального ствола будет такое направление λ_0 , которое будет удовлетворять условию максимума функции (5).

Характерный вид функции $K_{rel}(\lambda)$ зависит от соотношения числа субвертикальных трещин в двух ортогональных направлениях (n_x/n_y в обозначениях работы [12]), т.е. от анизотропии проницаемости в горизонтальной плоскости. На рис. 1 представлены две типичные кривые $K_{rel}(\lambda)$. Для скв. 15 отношение $n_x/n_y = 0,8$, для скв. 18 – $n_x/n_y = 2,4$. Видно, что в случае скв. 15

(отношение n_x/n_y близко к единице) имеют место два хорошо выраженных оптимальных направления горизонтального ствола, одно из которых является преимущественным. В случае же скв. 18 (n_x/n_y заметно отличается от единицы) горизонтальный ствол можно закладывать в направлениях с азимутами от 30 до 90°.

В соответствии с представленным в работе [12] алгоритмом была построена прогнозная схема оптимальных направлений горизонтальных стволов добывающих скважин для значительной части площади ЮТМ (рис. 2).

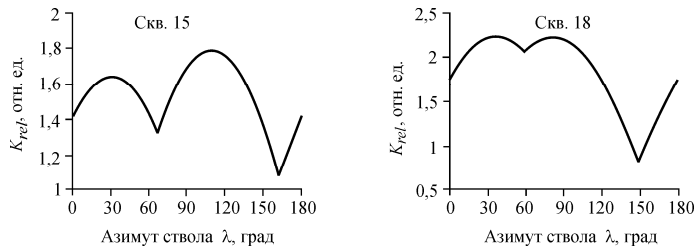


Рис. 1. Зависимости средней относительной проницаемости от азимута горизонтального ствола скважин (номера скважин условные)

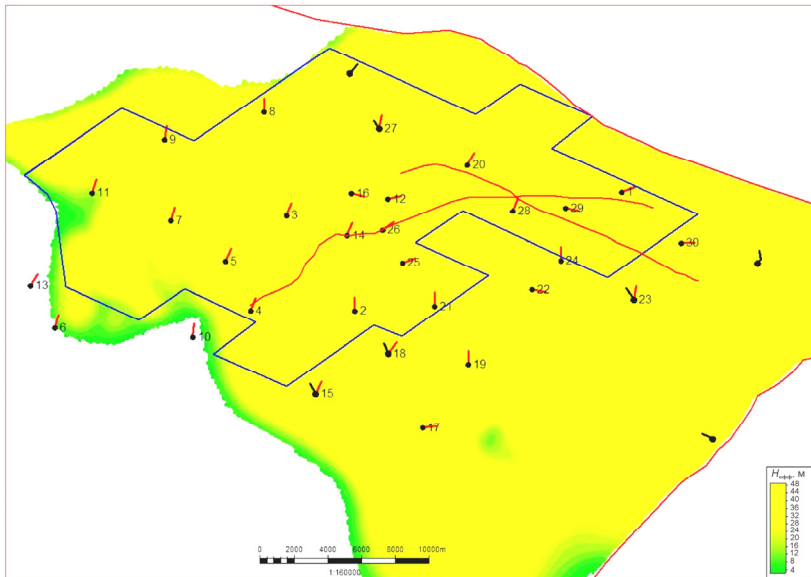


Рис. 2. Прогнозная схема оптимальных направлений (красные стрелки) горизонтальных стволов добывающих скважин (номера скважин условные). Синие стрелки – направления пробуренных горизонтальных стволов

Можно отметить, что прогнозируемые по анизотропии проницаемости азимуты направлений стволов $\lambda_{\text{теор}}$ отличаются от азимутов пробуренных стволов $\lambda_{\text{ист}}$ на 40–60°, что соответствует изменениям отношения $K_{\text{rel}}(\lambda_{\text{ист}})/K_{\text{rel}}(\lambda_{\text{теор}})$ примерно в пределах от 0,5 до 0,75 [12]. Неверно определенный азимут горизонтального ствола может привести к двукратному уменьшению продуктивности добывающей скважины.

Оптимальные направления горизонтальных стволов с учетом литостатического давления на стенки трещин

В горизонтальных скважинах, как показывает анализ результатов гидродинамических испытаний, имеет место высокая неравномерность притока по стволу скважины. При общей длине открытого горизонтального участка ствола эксплуатационной скважины порядка 1000 м суммарная длина приточных интервалов варьирует от 150 до 300 м. В то же время результаты интерпретации данных ультразвукового скважинного сканера УВИ свидетельствуют о повсеместном наличии трещин, пересекающих горизонтальный ствол. Причинами того, что не все трещины являются фильтрующими, могут служить, во-первых, явление кольматации, во-вторых, закрытие трещин определенного азимутального направления вследствие горизонтальных тектонических напряжений и, в-третьих, уменьшение апертуры под действием литостатического давления сжатия трещины в зависимости от угла ее падения. В работе [16] проанализированы все эти возможные факторы и показано, что приток к стволу скважины существенным образом зависит от литостатического давления сжатия фильтрующих трещин.

В качестве объекта исследований, как и в работе [16], был выбран один из участков ЮТМ с наличием достаточного числа горизонтальных стволов, в которых, в частности, выполнены измерения

трещиноватости с использованием УВИ. На основании данных о строении литолого-стратиграфического разреза рассматриваемого участка, мощности каждого из литотипов (доломитов, солей, долеритов и др.), плотностей твердой фазы и пластового флюида был произведен расчет величины литостатического вертикального давления на уровне коридора проводки горизонтального ствола:

$$p_{\text{верт}} \sum_k [(1 - K_{nk}) \rho_{rk} + K_{nk} \rho_{fk}] h_k \cdot g, \quad (6)$$

где K_{nk} – пористость; ρ_{rk} – плотность твердой фазы; ρ_{fk} – плотность жидкой фазы; g – ускорение силы тяжести. Все величины отнесены к k -му слою, мощность которого равна h_k ; $H = \sum_k h_k$ – глубина залегания коридора проводки горизонтального ствола добывающих скважин.

Для вычисления бокового горного давления была использована формула А.Н. Динника

$$p_{\text{бок}} = \zeta \cdot p_{\text{верт}}, \quad (7)$$

где ζ – коэффициент бокового распора, выражаемый через коэффициент Пуассона σ , $\zeta = \frac{\sigma}{1 - \sigma}$. Коэффициент Пуассона был определен в результате геомеханических исследований керна, отобранного из рифейских отложений ЮТМ. Объем выборки составил около 1500 образцов, среднее значение σ получилось равным 0,296. В соответствии с этим коэффициент ζ был принят равным 0,42.

В работе [16] показано, что давление сжатия трещины $p_{\text{накл}}(\alpha)$, имеющей угол наклона α , в первом приближении можно представить как

$$\begin{aligned} p_{\text{накл}}(\alpha) &= p_{\text{верт}} \cos \alpha + p_{\text{бок}} \sin \alpha = \\ &= p_{\text{верт}} (\cos \alpha + \zeta \sin \alpha). \end{aligned} \quad (8)$$

Добавками к боковому давлению, связанными с рельефом местности, можно пренебречь в силу того, что глубина залегания кровли продуктивного гори-

зонта много больше амплитуд изменений рельефа местности.

При значении $\zeta = 0,42$ максимальное сжатие будут испытывать трещины с углом наклона 23° , а минимальное – вертикальные трещины, при этом $p_{\text{накл}}(23^\circ)/p_{\text{накл}}(90^\circ) = 2,58$.

На основе данных о параметрах трещиноватости рифейских отложений по всем горизонтальным скважинам с данными УВИ в пределах рассмотренного участка ЮТМ в программном продукте Petrel был построен куб трещиноватости, который затем с использованием приведенных выше формул (6)–(8) был пересчитан в куб давлений сжатия трещин.

Построенная на основе этих вычислений схема распределения давления сжатия трещин представлена на рис. 3, на который также вынесены направления пробуренных горизонтальных стволов (черные линии) и рассчитанные согласно блоковой модели проницаемости направления стволов (красные линии). Для расчетов оптимальных направлений стволов

использовались данные о трещиноватости, полученные с применением УВИ в каждом конкретном горизонтальном стволе. Поэтому, с одной стороны, номера пробуренных и рассчитанных нами стволов на рис. 3 совпадают (но разного цвета), с другой стороны, имеет место разброс по азимутам рассчитанных направлений. Этот разброс мал для кустов скв. 11–13 и скв. 23–26 и велик для остальных трех кустов. Однако ни одно из рассчитанных по анизотропии проницаемости направлений не ориентировано в зоны высоких давлений сжатия трещин. В работе [16] отмечено, что наибольшей удельной продуктивностью характеризуются скв. 15–17, минимальную продуктивность показали скв. 11–12. Результатов испытаний других скважин пока нет.

Наиболее перспективны по отношению к литостатическому давлению скв. 15–17, а скв. 11, 19–21, 23, 26 и некоторые другие ориентированы, по нашим расчетам, в малоперспективных направлениях как по литостатическому давлению, так и по

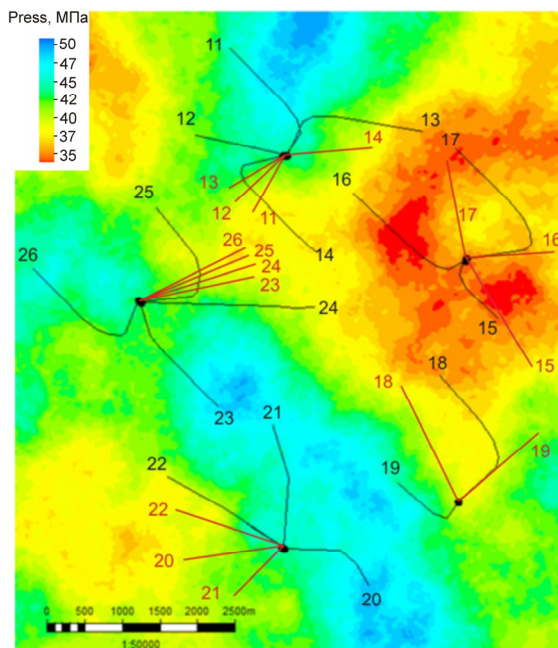


Рис. 3. Схема распределения давления сжатия трещин и направлений пробуренных (черные линии) и расчетных (красные линии) горизонтальных стволов (номера скважин условные)

анизотропии проницаемости. Естественно, что представленная на рис. 3 схема оптимальных направлений горизонтальных стволов не является истиной в последней инстанции. Она требует детального анализа с учетом всей возможной геолого-геофизической информации, поскольку содержит некоторые противоречия. В частности, пробуренный ствол скв. 16 ориентирован вроде бы в зону минимальных давлений сжатия трещин, а расчетный ствол имеет сильно отличающийся от этого направления азимут, хотя и находится в зоне минимальных давлений. В определенной степени это касается и некоторых других скважин.

Заключение

Представленные в этой работе, а также в цикле наших статей предыдущих лет [10–16] результаты исследований трещиноватых коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения позволили выявить ряд факторов, которые необходимо учитывать при планировании разработки этого объекта с использованием горизонтальных стволов. Во-первых, направление горизонтального ствола должно быть таким, чтобы он пересекал максимальное число фильтрующих трещин. Во-вторых, горизонтальный ствол должен быть ориентирован в область, где давление сжатия трещин минимально. Учет этих факторов, которые, по нашим расчетам, оказывают существенное влияние на среднюю проницаемость к

стволу горизонтальной скважины, позволит выявить наиболее перспективные зоны для заложения и азимута проводки добывающих скважин, снизить вероятность бурения малодебитных скважин.

Полученные результаты могут быть использованы для сходных по геологическому строению месторождений, в частности для Курумбинского месторождения Лено-Тунгусской НГП.

Необходимо подчеркнуть, что все представленные в работе результаты относятся к текущему состоянию трещиноватого коллектора. Начальное давление флюида (нефти или воды) в трещинах карбонатного коллектора ЮТМ, по некоторым оценкам, порядка 21,6–22,0 МПа, что заметно меньше рассчитанного нами давления сжатия трещин (35 МПа и выше согласно рис. 3). Однако в процессе разработки залежи при создании в коллекторах избыточного пластового давления ситуация может существенно измениться, и этот вопрос требует специальной проработки. Кроме того, и в этой работе, и в статье [16] только упомянута проблема кольматации трещин, а она требует особого внимания, поскольку это явление никак нельзя отнести к разряду второстепенных при разработке залежей с трещиноватым типом коллектора. Помимо этого имеется еще множество нерешенных и актуальных задач, которые необходимо решать в отношении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к каковым относится и ЮТМ.

Список литературы

1. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоносности в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 166–195.
2. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М. Специфика геологического строения Юрубченской залежи, обусловленная трещиноватой структурой пласта-коллектора // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск, 2011. – Вып. 9. – С. 351–358.
3. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработка трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 631 с.
4. Richard O., Kuppe B., Kuppe F. Reservoir characterization for naturally fractured Reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1–4 October 2000, Dallas, Texas. – Dallas, 2000. – 11 p. DOI: 10.2118/63286-MS
5. Dewi T.H., Chen H.-Y., Teufel L.W. The reliability of permeability anisotropy estimation from interference testing of naturally fractured reservoirs // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 1–3 February 2000, Villahermosa, Mexico. – Villahermosa, 2000. – 13 p. DOI: 10.2118/59011-MS
6. Fanchi J.R. Directional permeability // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, iss. 03. – P. 565–568. DOI: 10.2118/102343-PA
7. Tiab D., Restrepo D., Igbokoyi A. Fracture porosity of naturally fractured reservoir // International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August – 2 September 2006, Cancun, Mexico. – Cancun, 2006. – 13 p. DOI: 10.2118/104056-MS
8. Tiab D., Igbokoyi A., Restrepo D. Fracture porosity from pressure transient data. – International Petroleum Technology Conference, 4–6 December 2007, Dubai, U.A.E. – Dubai, 2007. – 14 p. DOI: 10.2523/11164-MS
9. Igbokoyi A., Tiab D. Well Test Analysis in Naturally Fractured Reservoir Using Elliptical Flow // International Petroleum Technology Conference, 4–6 December 2007, Dubai, U.A.E. – Dubai, 2007. – 16 p. DOI: 10.2523/11165-MS
10. Определение оптимального направления ствола добывающей скважины в трещиноватых карбонатных коллекторах / В.М. Киселев, А.В. Чашков, А.Р. Кинсфатор, А.А. Антоненко // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 4 (Вып. 29). – С. 16–20.

11. The use of block permeability reservoir model for engineering horizontal well bores / V.M. Kiselev, A.R. Kinsfator, A.A. Antonenko, A.V. Chashkov // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16–18 October 2012, Moscow, Russia. – Moscow, 2012. – 14 p. DOI: 10.2118/162027-MS
12. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Расчет оптимального направления горизонтального ствола добывающей скважины в коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск, 2013. – Вып. 11. – С. 204–211.
13. Kiselev V.M., Chashkov A.V. Permeability anisotropy of fractured reservoirs // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2009. – № 2(4). – P. 387–393.
14. Киселев В.М., Чашков А.В., Кинсфатор А.Р. Проницаемость трещинного пласта-коллектора со случайным распределением трещин // Геофизика. – 2010. – № 4. – С. 41–46.
15. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В. Анизотропия проницаемости трещиноватых карбонатных коллекторов // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 4 (Вып. 25). – С. 10–14.
16. Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А. Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин // Науч.-техн. вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 3 (Вып. 36). – С. 34–37.
17. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

References

1. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A. Geologicheskoe stroenie i usloviia formirovaniia gigantskoi Iurubcheno-Tokhomskoi zony neftegazonosti v verkhnem proterozoe Sibirskoi platformy [Geology and formation conditions of the huge Yurubcheno-Tokhomskaya oil-and-gas zone in the Upper-Proterozoic of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 1996, vol. 37, no. 8, pp. 166–195.
2. Kinsfator A.R., Kiselev V.M. Spetsifika geologicheskogo stroeniia Iurubchenskoi zalezhi, obuslovlennaiia treshchinovatoi strukturoi plasta-kollektora [Specificity of geology of Yurubchenskaya deposit conditioned by fractured structure of reservoir]. *Sovremennye tekhnologii osvoeniia mineral'nykh resursov*. Krasnoyarsk, 2011, iss. 9, pp. 351–358.
3. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotka treshchinovatykh kollektorov [Fundamentals of oilfield geology and fractured reservoir development]. Moscow: Nedra, 1986. 631 p.
4. Richard O., Kuppe B., Kuppe F. Reservoir characterization for naturally fractured Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–4 October, Dallas, Texas, 2000, 11 p. DOI: 10.2118/63286-MS
5. Dewi T.H., Chen H.-Y., Teufel L.W. The reliability of permeability anisotropy estimation from interference testing of naturally fractured reservoirs. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1–3 February, Villahermosa, Mexico, 2000, 13 p. DOI: 10.2118/59011-MS
6. Fanchi J.R. Directional permeability. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol. 11, iss. 03, pp. 565–568. DOI: 10.2118/102343-PA
7. Tiab D., Restrepo D., Igbokoyi A. Fracture porosity of naturally fractured reservoir. *International Oil Conference and Exhibition in Mexico*, 31 August – 2 September, Cancun, Mexico, 2006, 13 p. DOI: 10.2118/104056-MS
8. Tiab D., Igbokoyi A., Restrepo D. Fracture porosity from pressure transient data. *International Petroleum Technology Conference*, 4–6 December, Dubai, U.A.E., 2007, 14 p. DOI: 10.2523/11164-MS
9. Igbokoyi A., Tiab D. Well Test Analysis in Naturally Fractured Reservoir Using Elliptical Flow. *International Petroleum Technology Conference*, 4–6 December, Dubai, U.A.E., 2007, 16 p. DOI: 10.2523/11165-MS
10. Kiselev V.M., Chashkov A.V., Kinsfator A.R., Antonenko A.A. Opredelenie optimal'nogo napravleniia stvola dobyvaushchei skvazhiny v treshchinovatykh karbonatnykh kolektorakh [Determination of the optimum hole course in producing well in fractured carbonate reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "Rosneft"*, 2012, no. 4, iss. 29, pp. 16–20.
11. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Antonenko A.A., Chashkov A.V. The use of block permeability reservoir model for engineering horizontal well bores. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, 16–18 October, Moscow, Russia, 2012, 14 p. DOI: 10.2118/162027-MS
12. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Boikov O.I. Raschet optimal'nogo napravleniia horizontal'nogo stvola dobyvaushchei skvazhiny v kolektorakh Iurubcheno-Tokhomskogo mestorozhdeniia [Calculations of the optimum course of horizontal shaft in producing well of the Yurubcheno-Tokhomskoye oilfield]. *Sovremennye tekhnologii osvoeniia mineral'nykh resursov*. Krasnoyarsk, 2013, iss. 11, pp. 204–211.
13. Kiselev V.M., Chashkov A.V. Permeability anisotropy of fractured reservoirs. *Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics*, 2009, no. 2(4), pp. 387–393.
14. Kiselev V.M., Chashkov A.V., Kinsfator A.R. Pronitsaemost' treshchinogo plasta-kollektora so sluchainym raspredeleniem treshchin [Permeability of fractured reservoir with random fracture distribution]. *Geofizika*, 2010, no. 4, pp. 41–46.
15. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Chashkov A.V. Anizotropiia pronitsaemosti treshchinovatykh karbonatnykh kolektorov [Anisotropy of permeability of fractured carbonate reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "Rosneft"*, 2011, no. 4, iss. 25, pp. 10–14.
16. Kinsfator A.R., Kiselev V.M., Antonenko A.A. Vliianie napriazhennogo sostoianiia massiva treshchinovatykh karbonatnykh porod na produktivnost' skvazhin [Influence of stress condition of fractured carbonate rock massif on well productivity]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "Rosneft"*, 2014, no. 3, iss. 36, pp. 34–37.
17. Romm E.S. Strukturnye modeli porovogo prostanstva gomnykh porod [Structural models of pore space in rocks]. Leningrad: Nedra, 1985. 240 p.

Об авторах

- Киселев Валерий Михайлович** (Красноярск, Россия) – доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: kvm@akadem.ru).
- Кинсфатор Андрей Романович** (Красноярск, Россия) – аспирант кафедры геофизики Института нефти и газа Сибирского федерального университета (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: luke19@mail.ru).
- Бойков Олег Игоревич** (Красноярск, Россия) – Сибирский федеральный университет (660041, г. Красноярск, Свободный пр., 82, стр. 6; e-mail: boykov2307@mail.ru).

About the authors

- Valerii M. Kiselev** (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Department of Geophysics, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodny av., 82, build. 6; e-mail: kvm@akadem.ru).
- Andrei R. Kinsfator** (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Geophysics, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodny av., 82, build. 6; e-mail: luke19@mail.ru).
- Oleg I. Boikov** (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Siberian Federal University (660028, Krasnoyarsk, Svobodny av., 82, build. 6; e-mail: boykov2307@mail.ru).

Получено 30.03.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 20–27. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.3

Please cite this article in English as:

Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Boikov O.I. Calculation of optimum courses of horizontal shafts to develop Yurubcheno-Tokhomskoye oilfield. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 15, pp. 20–27. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.3