

<https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0323>

GEODYNAMIC ASPECTS IN THE STUDY OF COMPLEX MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS FOR DRILLING INTO OIL-AND-GAS RESERVOIRS IN THE RIPHEAN CARBONATE ROCKS: AN OVERVIEW OF THE PROBLEM AS EXEMPLIFIED BY THE DEPOSITS IN THE BAIKIT PETROLIFEROUS DISTRICT

A. G. Vakhromeev¹, S. A. Sverkunov², V. M. Ivanishin²,
R. K. Razyapov³, E. M. Danilova²

¹ *Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of RAS, Irkutsk, Russia*

² *Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie, Irkutsk, Russia*

³ *LLC Sorovskneft, Tyumen, Russia*

Abstract: The practical aspects are discussed in the geodynamic studies of the massive vugular-fractured oil-and-gas reservoir in the Riphean carbonate rocks of the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field in the Baikit petroliferous district. This field is a part of the Yurubcheno-Tokhoma zone that includes the Kuyumba oil-and-gas field, Omorinsk gas-condensate field (a satellite field) and the promising Kamovsky, Vaividinsky, Shushuksky, Seismorazvedochny and Kordinsky areas [Kontorovich *et al.*, 1988]. Potential recoverable resources are predicted to amount to two billion tonnes of fuel equivalent in this zone, which area exceeds 60000 km², also known as the Kuyumba-Yurubcheno-Tokhoma oil-and-gas accumulation zone [Trofimuk, 1992; Trofimuk *et al.*, 1989; Kharakhinov, Shlenkin, 2011]. A key factor for the economically effective development of the deposits in the Baikit petroliferous district is the feasibility of efficient primary recovery of oil and gas by horizontal wells to be drilled to large depths to reach the complex fractured natural reservoirs in the Riphean carbonate rocks. This paper discusses one field as an example from the Baikit petroliferous district and summarizes the results of the detailed studies of the geodynamic and hydrodynamic conditions of the oil-gas-condensate reservoir in the Riphean rocks. The reported results are compared with the actual field data, including the annulus pressure sensor measurements [Vakhromeev *et al.*, 2013, 2015, 2016]. The previous findings are confirmed and extended: when vertical fractures are penetrated by drilling, and the hydraulic pressure variations amount to 0.5–1.5 % of the formation pressure, the effect of alternating mud-loss / kicks occurs in the near-wellbore zone due to the high permeability of the reservoir and the lack of the skin-effect in the bottomhole zone [Sverkunov *et al.*, 2016]. The allowable ranges of the variations in the dynamic bottomhole pressure are estimated and justified for primary penetration into the oil-saturated vugular-fractured strata. Within an allowable range of pressure rates, a horizontal well can be drilled with minimal complications caused by alternating adjustable mud-loss and kick effects. Based on our study results, prerequisites are determined for developing the new technology of penetrating into pay zones in carbonate vugular-fractured reservoirs with anomalously low formation pressure rates.

Key words: geodynamics; production drilling; horizontal well; mud-loss; drilling technology; Riphean carbonate reservoir

RESEARCH ARTICLE

Recommended by K.Zh. Seminsky

Received: May 5, 2016

Revised: August 28, 2017

Accepted: August 29, 2017

For citation: Vakhromeev A.G., Sverkunov S.A., Ivanishin V.M., Razyapov R.K., Danilova E.M., 2017. Geodynamic aspects in the study of complex mining and geological conditions for drilling into oil-and-gas reservoirs in the Riphean carbonate rocks: an overview of the problem as exemplified by the deposits in the Baikit petroliferous district. *Geodynamics & Tectonophysics* 8 (4), 903–921. doi:10.5800/GT-2017-8-4-0323.

Для цитирования: Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Иванিশин В.М., Разяпов Р.К., Данилова Е.М. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкинской нефтегазоносной области // *Геодинамика и тектонофизика*. 2017. Т. 8. № 4. С. 903–921. doi:10.5800/GT-2017-8-4-0323.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ ДРЕВНЕЙШИХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА РИФЕЯ: ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЙКИТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

А. Г. Вахромеев¹, С. А. Сверкунов², В. М. Иванишин²,
Д. К. Разяпов³, Е. М. Данилова²

¹ Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

² Иркутский филиал ООО «РН-Бурение», Иркутск, Россия

³ ООО «Соровскнефть», Тюмень, Россия

Аннотация: Рассмотрены прикладные аспекты геодинамических исследований массивного каверново-трещинного резервуара нефти и газа в рифейских карбонатных породах Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, Байкитская нефтегазоносная область. Наряду с крупнейшими Курумбинским нефтегазоконденсатным месторождением, Оморинским газоконденсатным месторождением (спутником-сателлитом), а также перспективными нефтегазогеологическими объектами Камовской, Вайвидинской, Шушукской, Сейсморазведочной и Кординской площадей, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение входит в Юрубчено-Тохомскую зону [Kontorovich et al., 1988] или Курумбо-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазоаккумуляции [Trofimuk, 1992; Trofimuk et al., 1989; Kharakhinov, Shlenkin, 2011] площадью более 60 тыс. км² с прогнозируемым извлекаемым ресурсным потенциалом 2 млрд т условного топлива. Эффективный подход к первичному вскрытию нефтегазовых залежей горизонтальными стволами большой протяженности в сложном трещинном природном резервуаре карбонатного рифея является ключевым фактором экономически эффективного освоения месторождений Байкитской нефтегазоносной области кустовым бурением. На примере одного из месторождений Байкитской нефтегазоносной области обобщены результаты детального исследования геодинамических и гидродинамических условий залегания пласта-коллектора и нефтегазоконденсатной залежи рифейского резервуара. Полученные материалы сопоставлены с фактическими данными, в том числе с замерами датчиков затрубного давления [Vakhromeev et al., 2013, 2015, 2016]. Подтверждены и расширены сделанные ранее выводы о том, что эффект попеременного поглощения/проявления при вскрытии вертикальных трещин бурением в прискважинной зоне при гидравлических колебаниях давления 0.5–1.5 % от величины пластового давления создается из-за высокой проницаемости коллектора и отсутствия скин-эффекта в призабойной зоне пласта [Sverkunov et al., 2016]. Обоснованы допустимые диапазоны колебаний динамического забойного давления в процессе первичного вскрытия нефтенасыщенного продуктивного каверново-трещинного пласта. В рамках данного диапазона бурение горизонтального ствола скважины ведется в условиях минимальных осложнений: попеременных контролируемых поглощений и проявлений. Тем самым заложены предпосылки для создания новой технологии первичного вскрытия пласта в условиях карбонатного каверново-трещинного коллектора с аномально низким пластовым давлением.

Ключевые слова: геодинамика; эксплуатационное бурение; горизонтальный ствол; поглощение; технология первичного вскрытия; карбонатный резервуар рифея

1. ВВЕДЕНИЕ

Рифейские комплексы района исследований (рис. 1), строение которых существенно отличается от вышележащих плитных венд-нижнекембрийских толщ, характеризуются длительной историей геологического развития (более 1 млрд лет) и представлены относительно консолидированными (стадия мезо- и апокатагенеза) древнейшими (верхнепротерозойскими) метосоматически доломитизированными химобиогенными карбонатными породами [Kharakhinov, Shlenkin, 2011, 2015; Surkov et al.,

1996]. Толщи характеризуются интенсивной деформированностью и формируют крупные рифтогенные и межрифтовые структурные элементы, образующие гигантский трещинный карбонатный массив (рифейский природный мегарезервуар) под предвендской эрозионной поверхностью. Структура и уровень емкостных характеристик трещинного пространства, интервалов повышенной трещиноватости и кавернозности пластов-коллекторов, зон деструкции, субвертикальных зон дезинтеграции (СЗД), контролирующей степень насыщенности этого пространства углеводородами, определяются

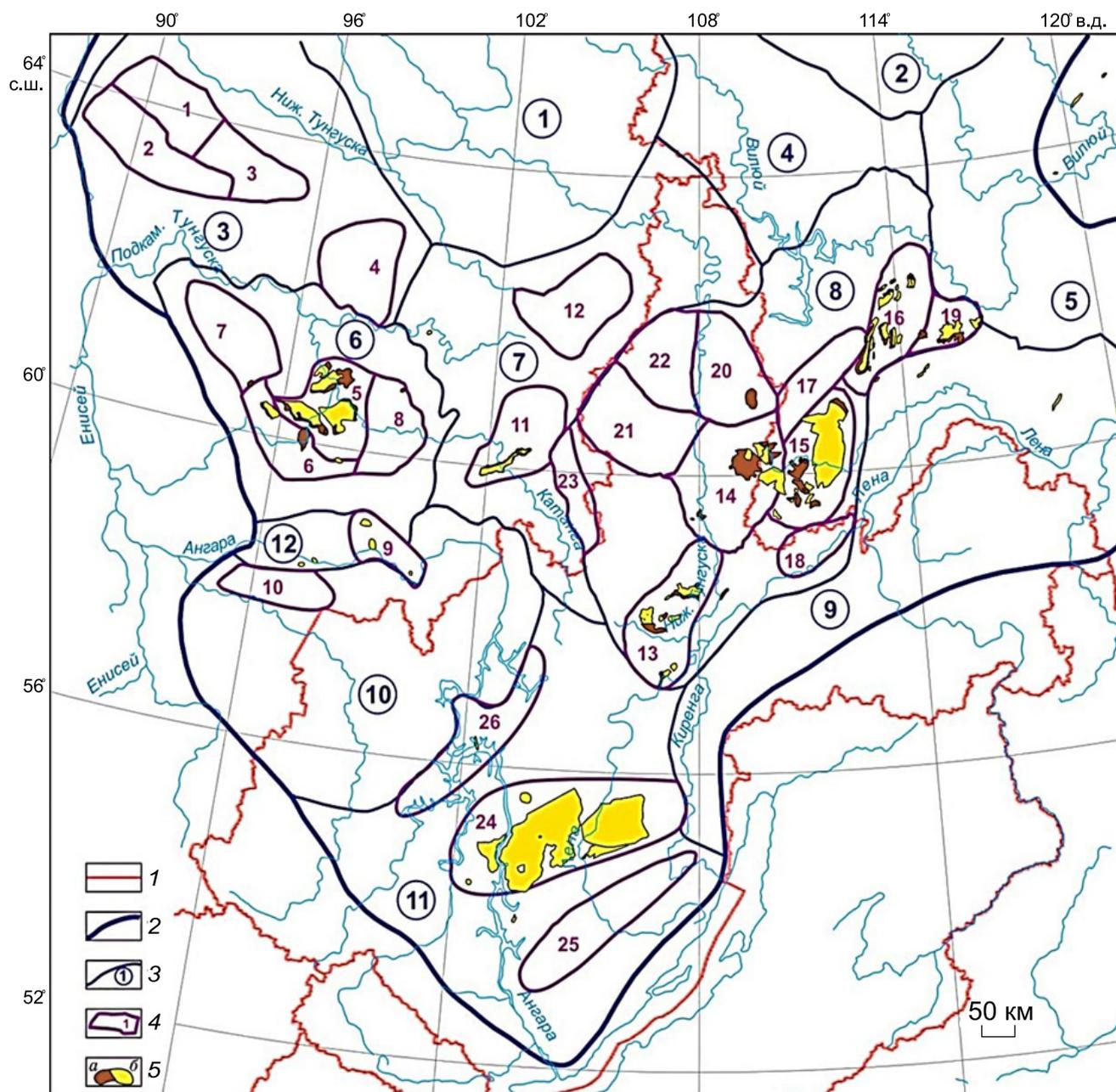


Рис. 1. Карта зон нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской провинции (по [Mel'nikov et al., 2011]).

1–3 – границы: 1 – административные, 2 – Лено-Тунгусской провинции, 3 – нефтегазоносных областей; 4 – зоны нефтегазонакопления; 5 – месторождения: нефтяные (а), газовые (б). Цифры в кружках – нефтегазоносные области: 1 – Северо-Тунгусская, 2 – Анабарская, 3 – Южно-Тунгусская, 4 – Сюгджерская, 5 – Западно-Вилуйская, 6 – Байкитская, 7 – Катангская, 8 – Непско-Ботуобинская, 9 – Предпатомская, 10 – Присяяно-Енисейская, 11 – Ангаро-Ленская, 12 – Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район. 1–26 – зоны нефтегазонакопления: 1 – Моктаконская, 2 – Тынепская, 3 – Ланчакская, 4 – Чункинская, 5 – Юрубчено-Тохомская, 6 – Оморинская, 7 – Вайвидинская, 8 – Таимбинская, 9 – Агалеевская, 10 – Богучанская, 11 – Собинская, 12 – Илимпейская, 13 – Ярактинская, 14 – Верхнечонская, 15 – Талакано-Чаяндинская, 16 – Ботуобинская, 17 – Гиллябкинская, 18 – Чайкинская, 19 – Вилючанская, 20 – Ербогаченская, 21 – Тетейская, 22 – Кочемская, 23 – Тэтэринская, 24 – Ангаро-Ковыктинская, 25 – Верхоленско-Кудинская, 26 – Братская.

Fig. 1. Map showing the oil-and-gas accumulation zones in the southern Lena-Tunguska province (after [Mel'nikov et al., 2011]).

1–3 – boundaries of: 1 – administrative areas, 2 – Lena-Tunguska province, 3 – petroliferous districts; 4 – oil-and-gas accumulation zones; 5 – fields: oil (a), gas (b). Numbers in circles – petroliferous district: 1 – North Tunguska, 2 – Anabar, 3 – South Tunguska, 4 – Syugdzhher, 5 – West Vilyui, 6 – Baikit, 7 – Katanga, 8 – Nepa-Botuoba, 9 – Predpatom, 10 – Prisyayano-Enisei, 11 – Angara-Lena, 12 – Lower Angara separate petroliferous district. 1–26 – oil-and-gas accumulation zones: 1 – Moktakon, 2 – Tynep, 3 – Lanchak, 4 – Chunka, 5 – Yurubcheno-Tokhoma, 6 – Omorinsky, 7 – Vaivininsky, 8 – Taimba, 9 – Agaleevsky, 10 – Bogychan, 11 – Sobinsky, 12 – Ilimpei, 13 – Yarakta, 14 – Verkhnechonsky, 15 – Talakan-Chayanda, 16 – Botuoba, 17 – Gillyabkinsky, 18 – Chaikinsky, 19 – Vilyuchan, 20 – Erbogachen, 21 – Teteisky, 22 – Kochemsky, 23 – Teterinsky, 24 – Angara-Kovykta, 25 – Upper Lena-Kuda, 26 – Bratsky.

разломной тектоникой. В работах [Kharakhinov, Shlenkin, 2011, 2015; Kharakhinov et al., 2012; Pozdnyakov, 2005; Baranova, 2011] подтвержден факт контроля большинства скоплений углеводородов (УВ) проницаемыми дренажными системами крупных разломных структур. Практика горизонтального бурения, которая ведется на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (ЮТ НГКМ) с 2010 г., и новые мультидисциплинарные данные геопромысловых работ, исследования керн приводят нас к заключению о необходимости решения проблем разведки и разработки залежей УВ с учетом геодинамических и горно-геологических условий древних массивных трещинных резервуаров. Цель работы – формирование на основе этой модели базовых представлений о гидродинамических процессах в разведочных и добывающих скважинах.

Как показывают результаты испытания скважин [Razyarov et al., 2013], нефтегазопроductивность скважин в границах Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) обусловлена резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств рифейского мегарезервуара, зависящей от степени его дезинтегрированности и масштабов развития вторичных процессов выщелачивания и карста, определяемых в основном структурой разломной тектоники и субвертикальных зон дезинтеграции. Нарушение метастабильных равновесных гидродинамических условий в каверново-трещинном карбонатном массиве (в цикле первичного вскрытия нефтегазовой залежи горизонтальным стволом большой протяженности), тектонофизическая обусловленность реакции массива горных пород, пустотного пространства природного резервуара с проницаемостью трещинного типа, наряду с реакцией насыщающей его двухфазной флюидной углеводородной системы [Fuks B.A. et al., 1982, 1997; Fuks A.B., 2000], требуют детального рассмотрения и исследования.

2. ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ, ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКИЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ

Информация о напряжениях, существующих в глубине земной коры, наиболее важна в решении большинства прикладных проблем геомеханики нефтяных и газовых коллекторов. Эта проблема весьма актуальна и применительно к Юрубчено-Тохомскому месторождению [Bayuk et al., 2012; Kashnikov et al., 2011; Ashikhmin et al., 2013; Shustov, Kashnikov, 2015]. Знание напряженного состояния массива месторождения и основных параметров проницаемых (фильтрующих) трещин и кластеров трещиноватости [Kharakhinov, Shlenkin, 2015; Shal'dybin, 2017; Sherman et al., 1991] позволит ответить

на один из основных вопросов: как располагать скважины с горизонтальными участками в нефтегазонасыщенной части трещинного природного резервуара рифея на месторождении, поскольку с напряженным состоянием тесно связаны такие параметры, как проницаемость трещин и их направление. Вывалы на месторождениях данного типа зачастую связаны с большей раздробленностью (трещиноватостью) пород в определенном направлении (рис. 2) и потерей сцепления при бурении. Такая ситуация прослеживается, к примеру, в скважине XXL.

Плотность пород определена по результатам 3D сейсморазведки, интерпретируемой на основании данных плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК), а также акустического каротажа (АК). Значение вертикального напряжения (σ_v) на глубине продуктивной части рифея (около 2400 м) составляет 62 МПа. Исходя из того, что на месторождениях Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления гидроразрыв пласта (ГРП) не проводился, определить достаточно точно величину минимального напряжения σ_h и тем более максимального напряжения σ_H не представляется возможным. Можно только воспользоваться опосредованными методами.

Породы, слагающие рифейский природный резервуар месторождения, являются чрезвычайно крепкими и даже в условиях больших величин напряжений не переходят в разрушенное состояние. Оценим величину горизонтальных напряжений на глубине, опираясь на эмпирические уравнения, описывающие закономерное изменение горизонтальных напряжений с глубиной в основных нефтедобывающих регионах планеты (в частности, в районе побережья Мексиканского залива, в Венесуэле, в Северном море и Нидерландах), в сочетании с региональными корреляционными связями между горизонтальным напряжением и поровым давлением. Минимальное горизонтальное напряжение (применительно к глубинным песчаным отложениям в регионе Мексиканского залива) с нормальным пластовым давлением с глубиной продуктивного объекта менее 3500 м описывается зависимостью:

$$\sigma_h = 5.294H^{1.145}, \quad (1)$$

где H – глубина, м.

Согласно теории предельных напряжений (рис. 3) со значением вертикального напряжения $\sigma_v=62$ МПа и коэффициентом трения $\mu=0.68$ для субвертикальных трещин пород-коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения с углом падения 75° , горизонтальное напряжение не может быть меньше величины 38 МПа.

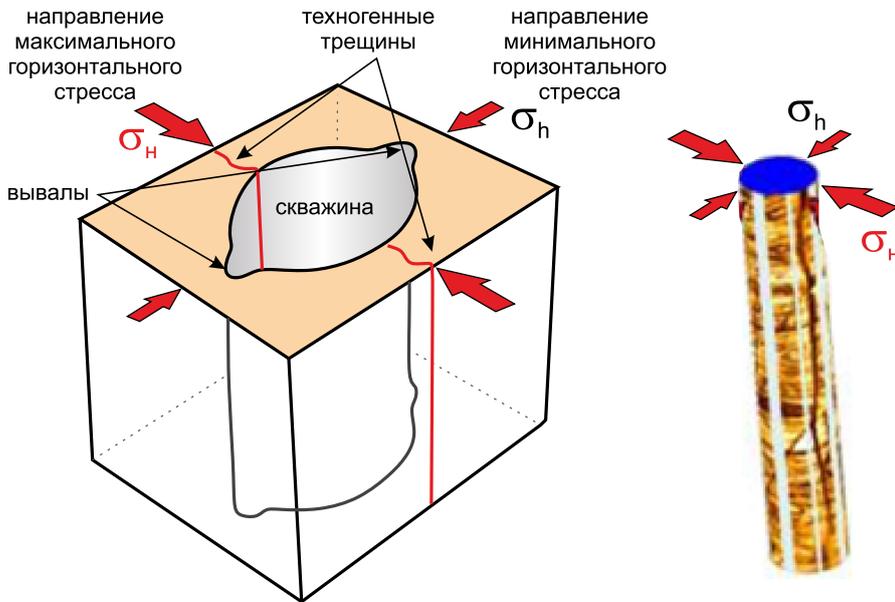


Рис. 2. Схема образования техногенных трещин, инициирующих вывалы стенок скважины, Юрубчено-Тохомское НГКМ.

Fig. 2. Scheme of induced fracturing that initiates rock collapse from borehole walls in the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field.

Резюмируя результаты исследований напряженного состояния рифейского продуктивного объекта по скважинным данным с использованием мирового опыта, можно сделать следующие выводы:

1. На основании проведенных исследований [Bayuk et al., 2012; Kashnikov et al., 2011; Kharakhinov, Shlenkin, 2015] теоретически можно принять, что максимальные горизонтальные напряжения в рифейском продуктивном объекте Юрубчено-Тохом-

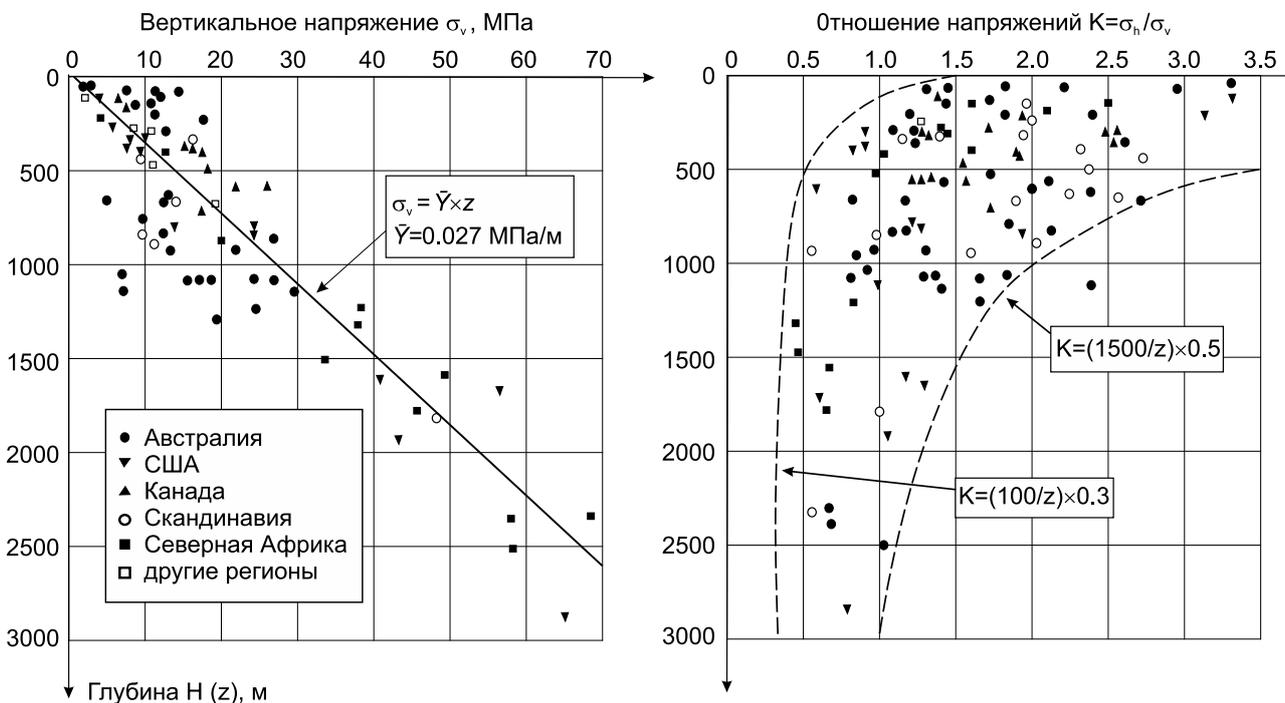


Рис. 3. Графики распределения вертикального напряжения, отношения вертикального и горизонтального напряжения массива горных пород, регион Мексиканского залива [Hoek, 2002]. σ_v – вертикальное напряжение массива горных пород, МПа; σ_h – горизонтальное напряжение массива горных пород, МПа; K – отношение горизонтального и вертикального напряжения горных пород.

Fig. 3. Vertical stress distribution diagrams and the ratios of horizontal to vertical stress for the rock mass in the Gulf of Mexico region (after [Hoek, 2002]). σ_v – vertical stress of the rock mass, MPa; σ_h – horizontal stress of the rock mass, MPa; K – ratio of horizontal to vertical stress of the rocks.

ского месторождения в настоящее время действуют по азимуту 114–120° (среднее значение 117°).

2. В расчетах геолого-геомеханических моделей величину напряжения σ_h следует предварительно принимать равной 38 МПа, тогда как верхняя граница может быть определена путем многовариантного численного моделирования.

3. Обобщение данных исследований [Hoek, 2002; Bayuk et al., 2012; Kashnikov et al., 2011] показывает, что в большинстве случаев при коэффициенте трения $\mu=0.6$, как наиболее распространенном, максимальное главное напряжение не может превышать минимальное более чем в три раза. По результатам испытаний пород коллекторов рифейского карбонатного природного резервуара на одноосное сжатие в 2010 г. был получен коэффициент трения, равный 0.68. При таком коэффициенте трения максимальное главное напряжение не может превышать минимальное более чем в 3.5 раза. На этапе предварительных расчетов величина максимальной горизонтальной компоненты горного давления может быть принята равной вертикальной компоненте.

Практика глубокого горизонтального бурения в трещинном и каверново-трещинном массиве природного карбонатного резервуара верхнего протерозоя – рифея приводит нас к выводу о локализации флюидопроводящих зон в пределах зон разуплотнения. Известные гипотезы природы трещинной проницаемости карстовых массивов – «вадозная», «глубокая фреатическая», «водного уровня» и «единая генетическая» – предполагают, что проницаемость массива является функцией размеров и геометрии сети трещин. Элементы ослабления массивов горных пород в пределах развития зон с высокой плотностью трещин, зон дробления, разломов крайне динамичны в тектонофизическом и, как следствие, в гидрогеологическом отношении. Локально-зональная трещиноватость свойственна как зоне активного водообмена, так и определенным зонам в глубоких горизонтах осадочного чехла [Bagrintseva, 1999, 2003; van Golf-Racht, 1982; Lucia, 2007; Reiss, 1980; и др.]. В модели напряженно-деформационного состояния гидрогеосферы выделяются зоны закономерного разуплотнения массивов горных пород на глубинах 2–5 км. По данным сейсмических зондирований [Kharakhinov, Shlenkin, 2011, 2015; Pozdnyakov, 2005; Baranova, 2011; и др.], зоны разуплотнения в толщах рифея изучены в пределах Куюмбинского рифта Байкитской НГО.

На сегодняшний день нефтегазонасыщенные каверново-трещинные карбонатные коллекторы с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) углеводородных систем стали одним из основных объектов разработки скважинами в Западной и Восточной Сибири. Применение традицион-

ных технологий бурения («на репрессии») не позволяет добиваться желаемых результатов (1000 м горизонтального ствола) в сложных геодинамических и гидродинамических условиях вскрытия нефтяной залежи в трещинном пласте-коллекторе. Установлено, что гидродинамические условия флюидной системы в каверново-трещинных карбонатных коллекторах с АНПД кардинально отличаются от традиционных гранулярных коллекторов и от коллекторов с незначительной трещиноватостью [Ovnatanov, 1979; van Golf-Racht, 1982; Ivanishin et al., 2012; Lucia, 2007; Reiss, 1980; Vakhromeev et al., 2013, 2014, 2015]. Основной проблемой первичного вскрытия бурением таких нефтегазонасыщенных коллекторов являются катастрофические поглощения, вызванные АНПД пластовых углеводородных систем и специфическими свойствами трещинного коллектора (Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское месторождения) и т.д.

Важнейшим результатом геопромысловых исследований пород-коллекторов продуктивного природного резервуара рифея, в которых выявлены и разведаны нефтегазоконденсатные залежи, авторы считают вывод о гидродинамическом равновесии флюидной системы и пустотного пространства карбонатного коллектора трещинного типа, т.е. природного резервуара, вмещающего нефтегазовую залежь [Ivanishin et al., 2012; Vakhromeev et al., 2013, 2015]. Этот тезис не соответствует теоретическим оценкам, данным в разные годы для полей напряжений различных месторождений (провинций) нефти и газа Русской платформы, Западно-Сибирской плиты, Мексиканского залива и других территорий земного шара. Действительно, полной противоположностью этим оценкам служат результаты экспериментов на керне [Kashnikov et al., 2011] из карбонатов рифея ЮТ НГКМ, а также задокументированные на ряде горизонтальных скважин изменения проницаемости трещинного коллектора в процессе первичного вскрытия бурением (проявление нефти и поглощение бурового раствора). Возможно, объяснение этому явлению – пониженному значению давления на стенки фильтрующих трещин – следует искать в работе [Baranova, 2011] и в развитии идей научной школы СНИИГГиМС [Migursky, Starosel'tsev, 2000].

Принципиально важно то, что в процессе бурения изменения параметра проницаемости (гидропроводности) открытых фильтрующих трещин как в область репрессии (превышения над пластовым давлением), так и в область депрессии (снижение от пластового давления) происходят на градиентах динамического забойного давления, крайне мало отличающихся по величине от градиента пластового давления (P_{nl}) флюидной УВ-системы на глубине проводки горизонтальных стволов (ГС)

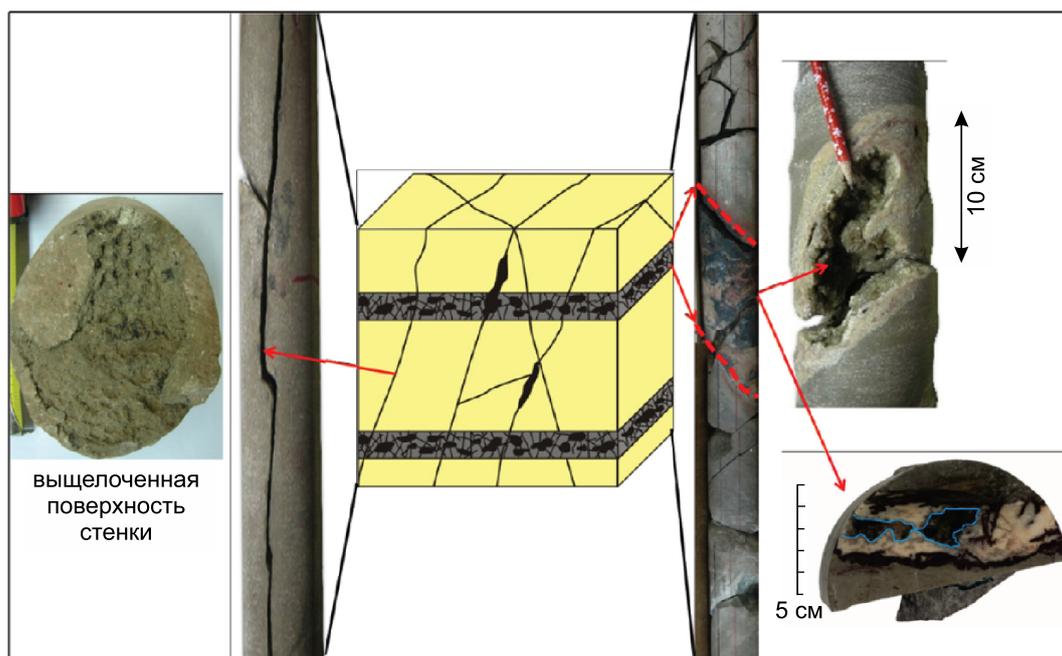


Рис. 4. Концептуальная модель строения пустотного пространства сложных карбонатных коллекторов природного резервуара рифея, Юрубченская залежь [Kutukova et al., 2012].

Fig. 4. Conceptual model of the structure of the voids in the complex carbonate strata of the natural Riphean reservoir, Yurubchen reservoir [Kutukova et al., 2012].

нефтедобывающих скважин. Резкие, скачкообразные поглощения, которые системно имеют место в процессе опрессовки открытого ствола (например – тестирование перед спуском и креплением эксплуатационной колонной), носят волновой характер возбуждения (импульс волны давления) и ответных, отраженных импульсных колебаний флюидной системы [Polyakov et al., 1999; Semenov, 2010]. Также они отражают известное явление «приоткрывания» трещин карбонатного коллектора с изменением внешнего (возмущающего) давления [Ovnatanov, 1979; Fuks et al., 1982; Kashnikov et al., 2011; и др.].

На основе детальных исследований, включая данные оптической и электронной микроскопии, а также микротомографии, выполненных на керне вертикальных поисково-разведочных скважин и наклонных пилотных стволов кустового эксплуатационного бурения, в породах рифея выделены [Bayuk et al., 2012; Kutukova et al., 2012] следующие элементы (основные типы) пустотного пространства (рис. 4):

1) минеральная матрица, представленная доломитом и содержащая 1–2 % квазиизометрических пор (замкнутые пустоты);

2) кавернозные щелевидные зоны, представленные широкими (до нескольких миллиметров) субгоризонтальными флюидопроводящими каналами (до 2–3 %);

3) горизонтальные трещины, представленные стиллолитовыми швами и трещиноватыми халцедоновыми прослоями (до 1 %);

4) субвертикальные трещины (до 1 %) с развитыми по ним кавернами «расширения», закономерно повторяющимися на уровнях карбонатного резервуара (циклитах).

Таким образом, фильтрационно-емкостная система рифейского природного резервуара образована субгоризонтальными окремнелыми щелевидными пустотами [Kutukova, 2009; Kutukova et al., 2012], уровни которых циклично повторяются в разрезе, соединяясь между собой субвертикальными тектоническими трещинами.

В рамках представленного исследования принципиально важно то, что трещинная система фильтрации характеризуется переменной проницаемостью, а каверновая постоянна. На рис. 5. наглядно показано, что горизонтальная составляющая горного давления на стенки трещин (а значит – давление «утечки») значительно ниже по величине, чем пластовое давление $P_{пл}$ углеводородной системы месторождения.

Бурение в проектном диапазоне динамических давлений обязательно приведет к перетоку (рис. 6) по открытым, фильтрующим трещинам либо к приоткрыванию, раскрытию природных трещин, увеличению гидропроводности, т.е. к утечке бурового раствора (БР) из скважины [Vakhromeev et al.,

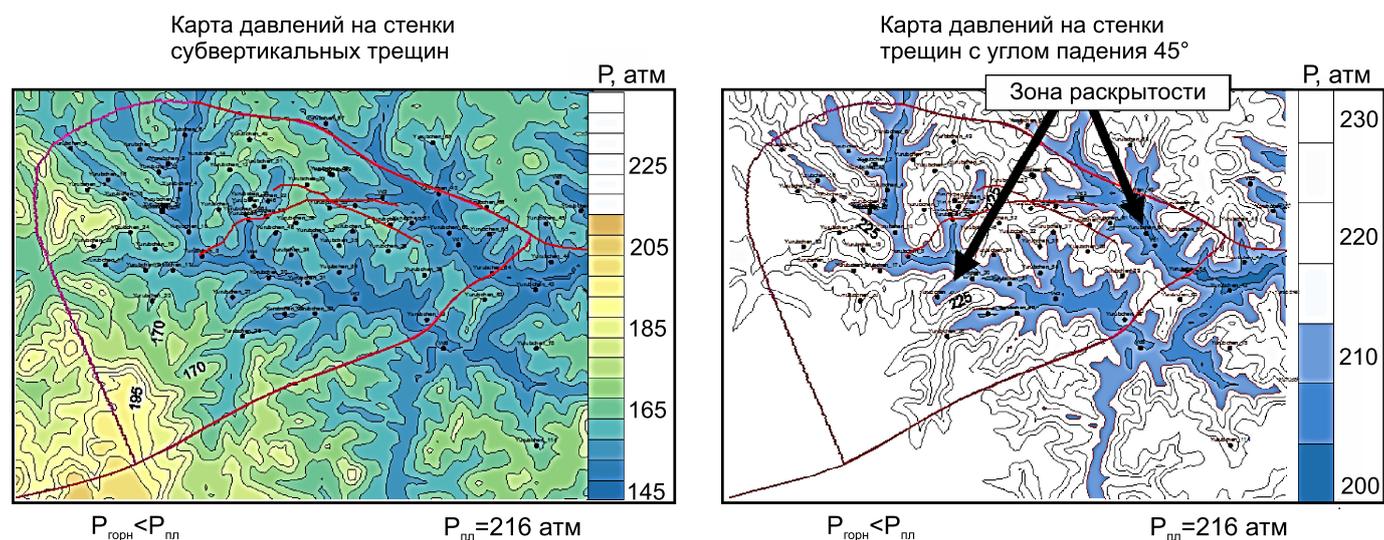


Рис. 5. Соотношение пластового давления и горизонтальной составляющей горного давления на стенки субвертикальных трещин в природном резервуаре рифея, Юрубчено-Тохомское НГКМ [Kontorovich, 2004]. Красными линиями показаны разломы. В данном случае для субвертикальных трещин пластовое давление флюида всегда больше горизонтальной составляющей горного давления. Все трещины открыты.

Fig. 5. The ratio of formation pressure to the horizontal component of the rock pressure on the walls of the subvertical fractures in the natural Riphean reservoir, Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field [Kontorovich, 2004]. The red lines show the faults. In this case, the fluid pressure on the subvertical fractures is always higher than the horizontal component of the rock pressure. All the fractures are open.

2015]. Следовательно, утечка происходит либо вниз, на водонефтяной контакт (ВНК), либо в субгоризонтальные зоны кавернозности, в «щелевидный» коллектор (ЩК).

3. ПРИРОДНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Рассмотрим все составляющие природно-технической системы «скважина – пласт». Геологическая составляющая – это наиболее значимый фактор природно-технической системы (ПТС), «сложный карбонатный нефтегазонасыщенный коллектор с АНПД – горизонтальный открытый ствол нефтедобывающей скважины». Отметим значимые факторы и гидродинамические процессы, возникающие в пласте и скважине в цикле первичного вскрытия бурением горизонтальных участков большой протяженности в эксплуатационных скважинах. Цель исследований – геолого-технологическое обоснование новых подходов во избежание или для минимизации поглощений и научно обоснованный выбор эффективной технологии первичного вскрытия бурением (на примере гигантского Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (ЮТ НГКМ)). Не углубляясь в вопросы генезиса сложных карбонатных коллекторов природных резервуаров (ПР) рифея и рассматривая прикладные задачи, еще раз подчерк-

нем, что рифейские комплексы ЮТ НГКМ образуют гигантский закарстованный трещинный массив (природный резервуар) под предвендской эрозионной поверхностью [Postnikova et al., 2001]. Двухфазная углеводородная флюидная система [Fuks B.A. et al., 1982, 1997; Fuks A.B., 2000], локализованная в пустотном пространстве природного резервуара карбонатного рифея, характеризуется рядом параметров: положением флюидных контактов, пластовым давлением на уровне контактов и горизонтальных стволов, давлением насыщения нефти растворенным газом и др. Важно также геологическое представление о единстве фильтрационного поля трещинного ПР и горизонтального положения ГНК и ВНК в изученных нефтегазовых залежах месторождения.

По мнению авторов, можно сгруппировать все значимые факторы с целью проектирования и строительства нефтяных и газовых горизонтальных скважин в базовой схеме, представленной ниже (рис. 7). Категория «пласт, природный резервуар» включает в себя строение и тип коллектора, его проницаемость, пустотность, горное давление в массиве, давление «приоткрывания трещин», которое для природного резервуара рифея ЮТ НГКМ всегда меньше пластового. «Флюидная углеводородная система» характеризуется фазовым состоянием, пластовым давлением, давлением начала поглощения, давлением начала проявления, давле-

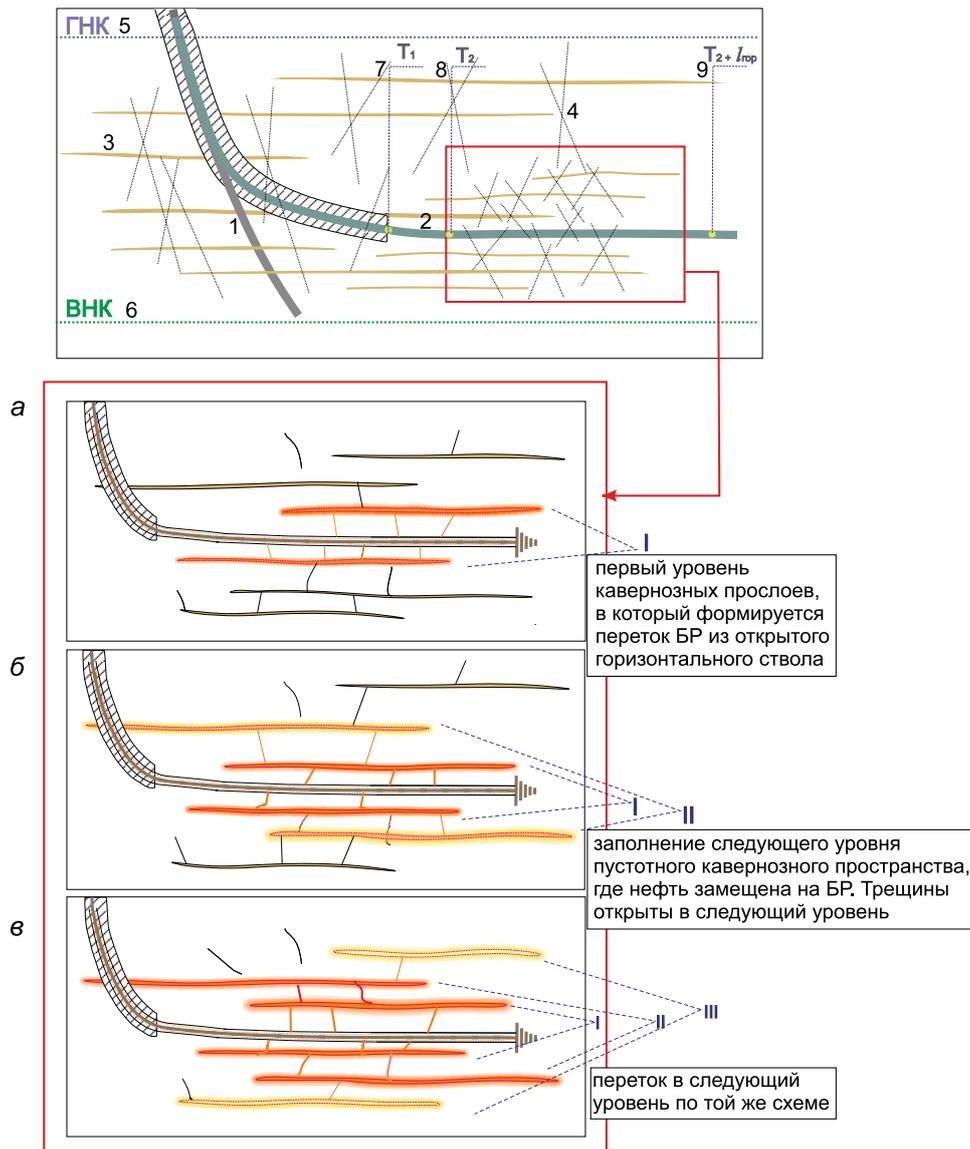


Рис. 6. Последовательность подключения субгоризонтальных кавернозных прослоев и каналов к процессу формирования воронки репрессии и катастрофического поглощения в цикле первичного вскрытия горизонтальным бурением. Карбонатный рифей, Юрубченская залежь [Vakhromeev et al., 2015].

В верхней части рисунка показана скважина с горизонтальным окончанием и пилотным стволом, схематично показаны вертикальные трещины. Ниже (а–в) показана последовательность подключения горизонтальных прослоев через вертикальные трещины. T_1 – башмак эксплуатационной колонны, T_2 – начало горизонтального участка скважины, $l_{гор}$ – длина горизонтального участка ствола скважины. 1 – пилотный ствол (пробурен с отбором керна и ГИС); 2 – горизонтальный ствол; 3 – субгоризонтальные кавернозные прослои; 4 – субвертикальная трещиноватость; 5 – газонефтяной контакт (ГНК); 6 – ВНК; 7 – глубина посадки башмака обсадной колонны – 178 (T_1); 8 – точка начала горизонтального ствола (T_2); 9 – текущий забой горизонтальной скважины. а – раскрытие трещин до кавернозных прослоев, ближних в разрезе к горизонтальному стволу (наблюдается переток БР из открытого ствола в ближнюю систему – оранжевый цвет); б – рост эквивалентного давления ($P_{экр}$) в кавернозной системе I уровня, провоцирующий утечку в следующую, II, систему кавернозных прослоев; в – переток БР в III систему по аналогии с а и б [Vakhromeev et al., 2015].

Fig. 6. Sequential involvement of subhorizontal vugular layers and channels in creating an overbalance pressure and a catastrophic mud-loss during penetration into the strata by horizontal drilling. Riphean carbonate rocks, Yurubchen reservoir [Vakhromeev et al., 2015].

Top – a well with horizontal and pilot sections; vertical fractures are shown schematically. Bottom – sequential involvement of horizontal interlayers via connecting vertical fractures. T_1 – production casing shoe, T_2 – starting point of the horizontal section of the well, $l_{гор}$ – length of the horizontal section. 1 – pilot section (drilled with coring and GIS); 2 – horizontal section; 3 – subhorizontal vugular interlayers; 4 – subvertical fracturing; 5 – gas-oil contact (ГНК); 6 – water-oil contact (ВНК); 7 – depth of the casing shoe – 178 (T_1); 8 – starting point of the horizontal section (T_2); 9 – current bottomhole of the horizontal well. а – opening of fractures to vugular interlayers near the horizontal section (a flow of the drilling mud is observed from the open wellbore into the nearest system – orange colour); б – increase of the equivalent pressure ($P_{экр}$) in the vugular system (level I), which triggers a mud flow into the neighboring system of vugular interlayers (level II); в – a mud flow into the system of level III (similar to а and б) [Vakhromeev et al., 2015].



Рис. 7. Базовая схема природно-технической системы «пласт–скважина».

Fig. 7. Basic layout of the 'formation – well' natural-technical system.

нием насыщения нефти газом, которое для ЮТ НГКМ равняется пластовому давлению в газовой части залежи.

Для представленного в качестве примера участка месторождения пластовое давление в нефтяной части на уровне горизонтального ствола составляет 21.4 МПа. Значения газового фактора приняты равными $194 \text{ м}^3/\text{м}^3$, но могут достигать $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Дебит нефти из ГС при депрессии около 1 % (0.25 МПа) может составить более $500 \text{ м}^3/\text{сут}$. «Техническая система» состоит из комплекса наземного и подземного оборудования, позволяющего реализовать применение соответствующей технологии бурения. «Скважина» в зависимости от целевого назначения характеризуется конструкцией, диаметром, глубиной по стволу и профилем, а также значениями динамических забойных давлений промывочной жидкости при бурении. Скважина, являясь частью технической системы, выделена в отдельный блок. Авторы придерживаются мнения, что ее необходимо рассматривать как самостоятельную отдельную часть ПТС.

Исследуем открытый горизонтальный ствол нефтедобывающей скважины. С момента выхода компоновки низа бурильной колонны из-под башмака эксплуатационной обсадной колонны (см. рис. 6, точка T_1) в процессе углубления по продуктивному пласту скважина находится в непрерывном взаимодействии с природным резервуаром (матрица, скелет карбонатной породы, пустотное – емкостное и транзитное пространство и его характеристики) и с насыщающей его пустотное пространство флюидной системой (пластовая углеводородная система и ее характеристики – пластовое давление, давление насыщения нефти газом, газовый фактор, вязкость нефти в пластовых условиях и т.д.). Технологический процесс первичного вскрытия пласта, гидравлическая программа гори-

зонтального бурения, горно-геологические условия проводки нефтедобывающей скважины, анизотропно-напряженное состояние массива горных пород, естественные гидродинамические ограничения флюидодинамической углеводородной системы в продуктивном пласте-коллекторе и т. д. – все это складывается в единую ПТС, которая требует комплексного изучения всех ее составных частей. Особенно проблемным на практике становится процесс первичного вскрытия коллектора и нефтегазовой залежи (рис. 8), бурения ГС большой протяженности, в нашем примере до 1000 м. Крайне затруднительно становится спроектировать и реализовать на практике цикл горизонтального бурения.

Ранее авторами [Vakhromeev et al., 2013, 2014, 2015; Ivanishin et al., 2012; Sverkunov, 2016; и др.] были определены фактические горно-геологические условия в продуктивной карбонатной толще ПРифея применительно к задаче бурения горизонтального ствола длиной 1000 м. По исходным данным (рис. 9) мы выделяем три диапазона барических условий, формирующиеся в рассматриваемой ПТС. Линией 0 принято значение пластового давления (21.4 МПа) в нефтегазовой залежи на вертикальной глубине проводки горизонтального ствола. Границы каждого из диапазонов удалены в область репрессии и депрессии относительно линии пластового давления и приблизительно соответствуют значениям депрессии забойного давления ($P_{заб}$) 21.1, 20.7 и 19.9 МПа, соответственно. Каждый уровень характеризует природную каверново-трещинную фильтрационную систему рифейского резервуара с разной степенью раскрытости трещин, цветом выделено три градации: красный – самый проницаемый, аномально трещиноватый, желтый – промежуточный, зеленый – наименее проницаемый из тех, что значимо влияют на ин-

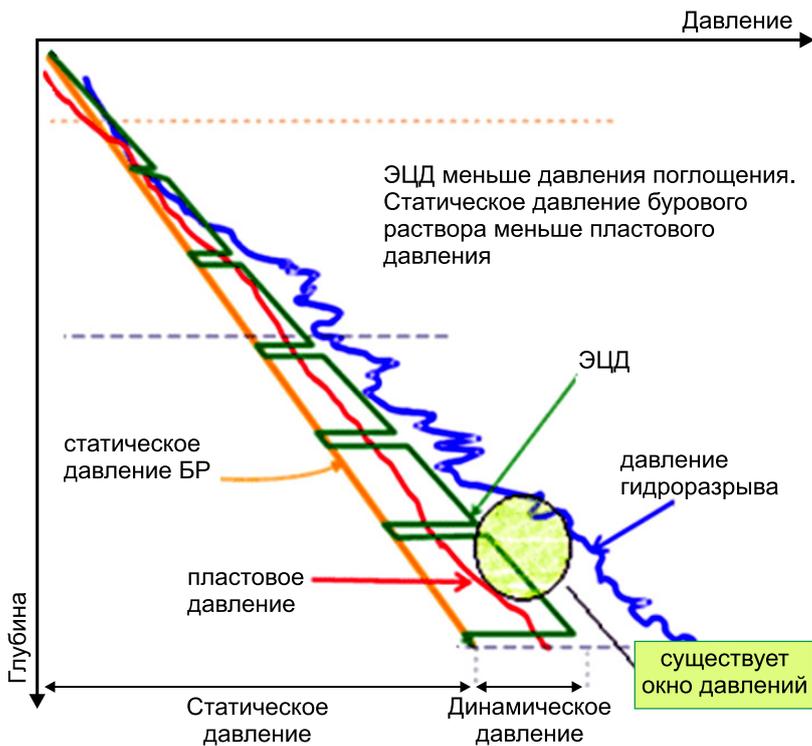


Рис. 8. Совмещенный график горно-геологических условий бурения в координатах глубина/давление: пример узкого «окна» давлений в природно-технической системе «продуктивный пласт – скважина» [Sverkunov, 2016]. Желтый – статическое давление БР; красный – пластовое давление флюидной системы; зеленый – эквивалентное давление циркуляции БР; синий – давление поглощения. ЭЦД – эквивалентное циркуляционное давление.

Fig. 8. Combined diagram of the mining and geological conditions of drilling in the depth/pressure coordinates: an example of a narrow ‘window’ of pressure in the ‘pay zone – well’ natural-technical system [Sverkunov, 2016]. Colour codes: yellow – static pressure of the drilling mud; red – formation pressure of the fluid system; green – equivalent circulation pressure of the drilling mud; blue – mud-loss pressure. ЭЦД – equivalent circulation pressure.

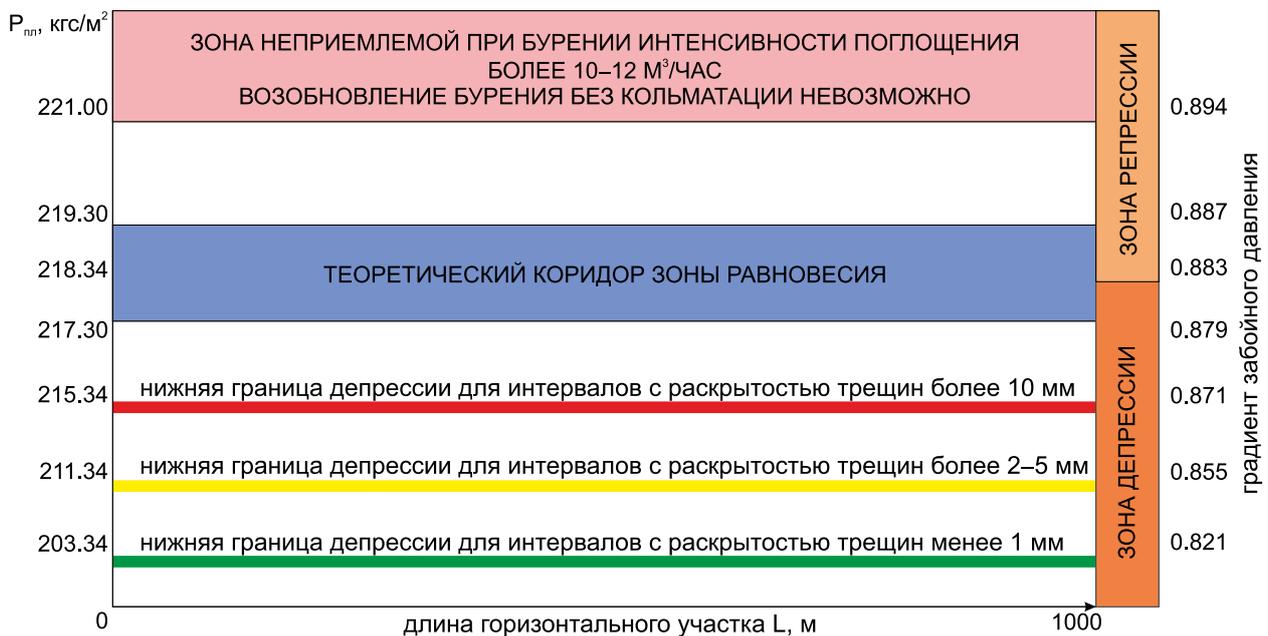


Рис. 9. Коридор допустимых забойных давлений в процессе бурения горизонтального ствола 1000 м эксплуатационной скважины применительно к каверново-трещинной фильтрационной системе с разной раскрытостью трещин. График, отражающий типы коллектора: красный – самый проницаемый, аномально трещиноватый; желтый – промежуточный; зеленый – наименее проницаемый из тех, что значимо влияют на интенсивность поглощения. Карбонатный рифей, ЮТ НГКМ [Vakhromeev et al., 2015].

Fig. 9. ‘Corridor’ of allowable bottomhole pressure rates during drilling of a 1000 m horizontal section of the production well in case of the vugular-fractured filtration systems with different opening rates of the fractures. Colour codes in the diagram: red – the most permeable stratum with anomalous fracturing; yellow – intermediate stratum; green – the least permeable stratum of those that significantly affect the intensity of mud loss. Riphean carbonate. Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field [Vakhromeev et al., 2015].

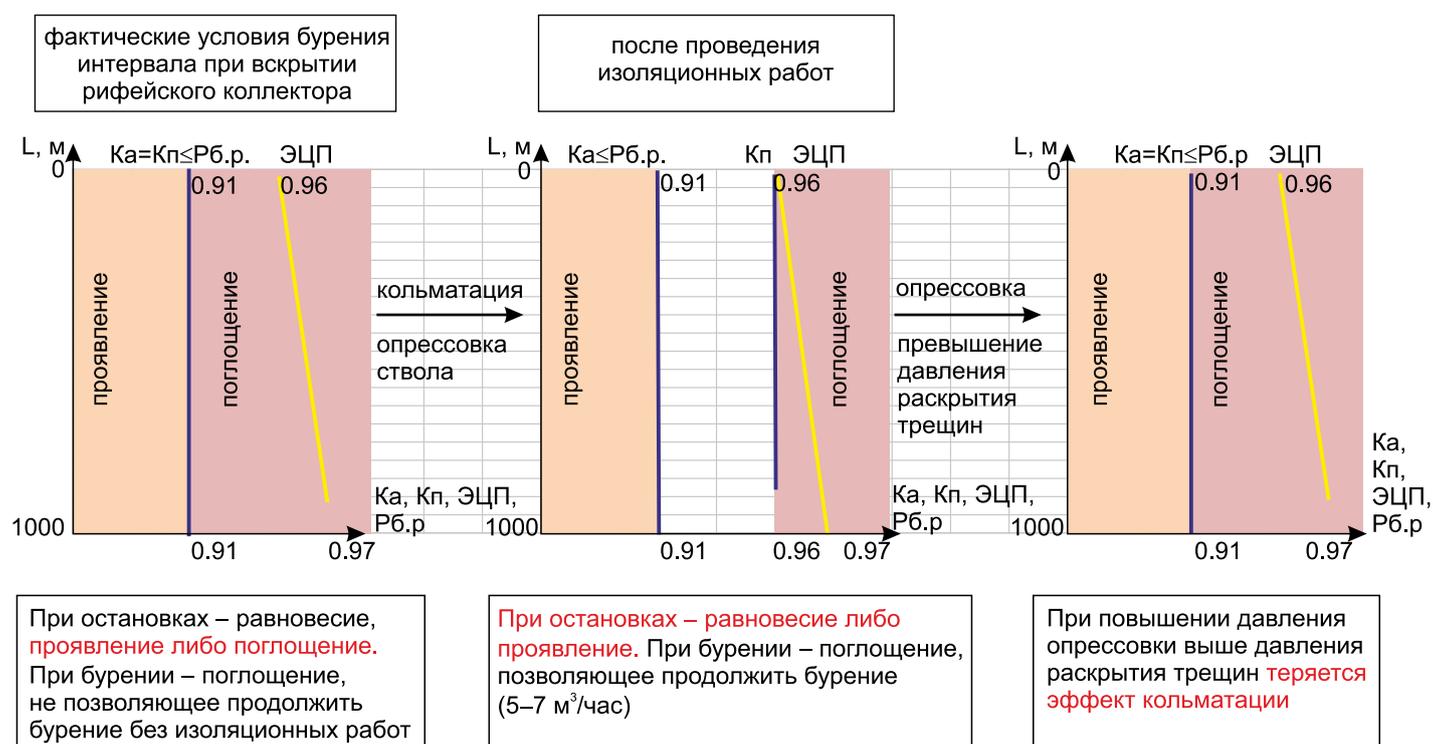


Рис. 10. График совмещенных давлений до/после кольматации ГС, рифей, Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь ЮТ НГКМ, Байкитская НГО. K_a – коэффициент аномальности, K_p – коэффициент поглощения, p_b – плотность бурового раствора, ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность.

Fig. 10. Diagram showing the pressure rates before/after sealing of the horizontal section of the well. Riphean. Yurubchen oil-gas-condensate reservoir of the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field, Baikit petroliferous district. K_a – abnormality coefficient, K_p – absorption coefficient, p_b – mud density, ЭЦП – equivalent circulation density.

тенсивность поглощения в первичном вскрытии горизонтальным стволом. В пределах этих диапазонов флюидная УВ-система реагирует на флюидодинамические возмущения по-разному.

На практике каждому из «коридоров» (диапазонах барических условий) соответствует своя гидравлическая программа бурения скважины, применяемая для бурения с поглощением «не выше заданного, допустимого». Интенсивность вскрываемой горизонтальным бурением трещиноватости (степень нарушенности карбонатного массива) или кластеров трещиноватости является естественным природным фактором, ограничивающим «окно», т.е. диапазон текущих динамических давлений применительно к любой технологии первичного вскрытия (открытый или закрытый контур циркуляции).

Таким образом, по результативности первичного вскрытия горизонтальным стволом гидродинамической УВ системы в природном резервуаре рифея с применением технологии «с замкнутым контуром» подтверждена верхняя (в области репрессии) граница рабочего диапазона допустимых эквивалентных забойных давлений.

4. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Практическим доказательством гидродинамической взаимосвязанной реакции пластовой углеводородной системы в ПР рифея и матрицы самого коллектора является зафиксированное при первичном вскрытии раскрытие трещин в процессе опрессовки ствола после проведения кольматации на давлении более 3 МПа (рис. 10). Смысл кольматации открытого ствола заключается в формировании искусственного экрана в призабойной зоне трещинного пласта (ПЗП), благодаря которому должна восстановиться циркуляция в замкнутом контуре циркуляционной системы бурящейся скважины. Эффективная кольматация трещин способствует расширению диапазона давлений между коэффициентом аномальности $P_{пл}$ и коэффициентом начала поглощения, позволяя продолжить бурение в породах рифея в условиях минимальной интенсивности поглощения (рис. 10).

На практике применение кольматирующих составов показало разную эффективность в зависимости от интенсивности поглощения. Кольматация (здесь сугубо техническое мероприятие) могла по-

действовать как с первой попытки, так и с 10–15-го раза, а в 30–40 % случаев оказалась вовсе не эффективна. Эффект от кольматации трещин зачастую мог быть потерян в процессе проведения дальнейших опрессовок открытого горизонтального ствола. Данный факт очень ярко характеризует явление приоткрывания трещин рифея на ЮТ НГКМ в процессе бурения, опрессовок и т.д. Дело в том, что рифейские отложения Юрубчено-Тохомского месторождения представлены каверново-трещинными доломитами. Характер трещин очень схож с трещинами гидроразрыва в части приоткрывания трещины при достижении давления «утечки». Так, на нескольких скважинах был получен промежуточный результат после прокачки кольматационных пачек. Размер частиц кольматанта был от 1 до 12 мм.

Например, опрессовка открытого ГС на давлении от 2.0 до 3.5 МПа (в разное время в разных скважинах) привела к резким падениям давления, к открытию поглощения. Данное значение перепада давления (репрессии) характеризует величину давления открытия трещин. Возможно открытие трещин в большем размере от природного «просвета», чем они открыты при пластовом давлении, что также укладывается в геологическую модель [Kontorovich et al., 1988]. Результат неудачных опрессовок показан на графике (рис. 10). Факт схожести трещин рифея с трещинами гидроразрыва ярко демонстрируется по данным цикла освоения скважины, пробуренной с использованием кольматантов (рис. 11).

Данная фотография подтверждает факт, что скважина на очистке частично отдает обратно закачанные в нее кольматанты. Возникает аналогия с проппантом. Известно, что при отработке скважин после гидроразрыва часто в начале эксплуатации на устье вместе с пластовым флюидом получают проппант. В данном случае, возвращаясь к исследованиям [Kontorovich et al., 1988], можно утверждать, что трещины рифея схожи с трещинами гидроразрыва. При давлении выше пластового трещины будут открываться сильнее, при снижении давления ниже пластового трещина начнет смыкаться. Если проведение гидроразрыва для удержания структуры трещины требует использования проппанта, то в цикле бурения ГС мы имеем только гидравлический рычаг управления пластом. Соответственно, правильное понимание гидродинамических процессов, происходящих в стволе скважины, позволит определить начальные горно-геологические и, самое главное, гидравлические условия в горизонтальном стволе скважины с целью проектирования эффективной технологии бурения. Специальные подходы к разработке нефтяной залежи в пласте-коллекторе с высокой естественной трещиновато-



Рис. 11. Отработка скважины с ГС – 1000 м на факельный амбар после бурения (с кольматацией). Очистка скважины. Юрубченская залежь. Внизу видна горящая дорожка кольматанта [Vakhromeev et al., 2014].

Fig. 11. Completion of the well with a 1000 m horizontal section to the flare after drilling (with sealing). Well cleaning. Yurubchen reservoir. At the bottom – a burning track of sealant [Vakhromeev et al., 2014].

стью, а также сохранение просвета фильтрующих трещин при создании высоких депрессий являются основной задачей дальнейших исследований. Инновационный вариант подхода к разработке таких пластов горизонтальными скважинами описан в патенте № 2602437 [Vakhromeev et al., 2016].

Явление выноса кольматанта из скважины объясняет тот факт, что ликвидировать поглощение полностью практически никогда не удается. При закачивании кольматанта в скважину, во-первых, открываются трещины в призабойной зоне пласта, а во-вторых, кольматант и шлам не дают трещине вернуться к ее прежним размерам. В момент опрессовки ствола после кольматации происходит дальнейшее приоткрывание трещины и, соответственно, увеличение фильтрации и интенсивности поглощения. Важнейшим аргументом в пользу эффективности механического закрепления приоткрытых природных трещин является отсутствие выхода шлама, фиксируемое в каждой скважине с ГС в рифее. Это однозначно указывает на уход шлама, обломков породы в приоткрытые трещины ПЗП и, следовательно, на закрепление этих трещин шламом при углублении ствола, аналогично проппанту при гидроразрыве пласта. Таким образом, можно объяснить неудачные попытки опрессовки ствола после кольматации в интервалах карбонатных каверново-трещинных коллекторов.

Были обработаны и проанализированы данные, снятые с датчиков забойного затрубного давления

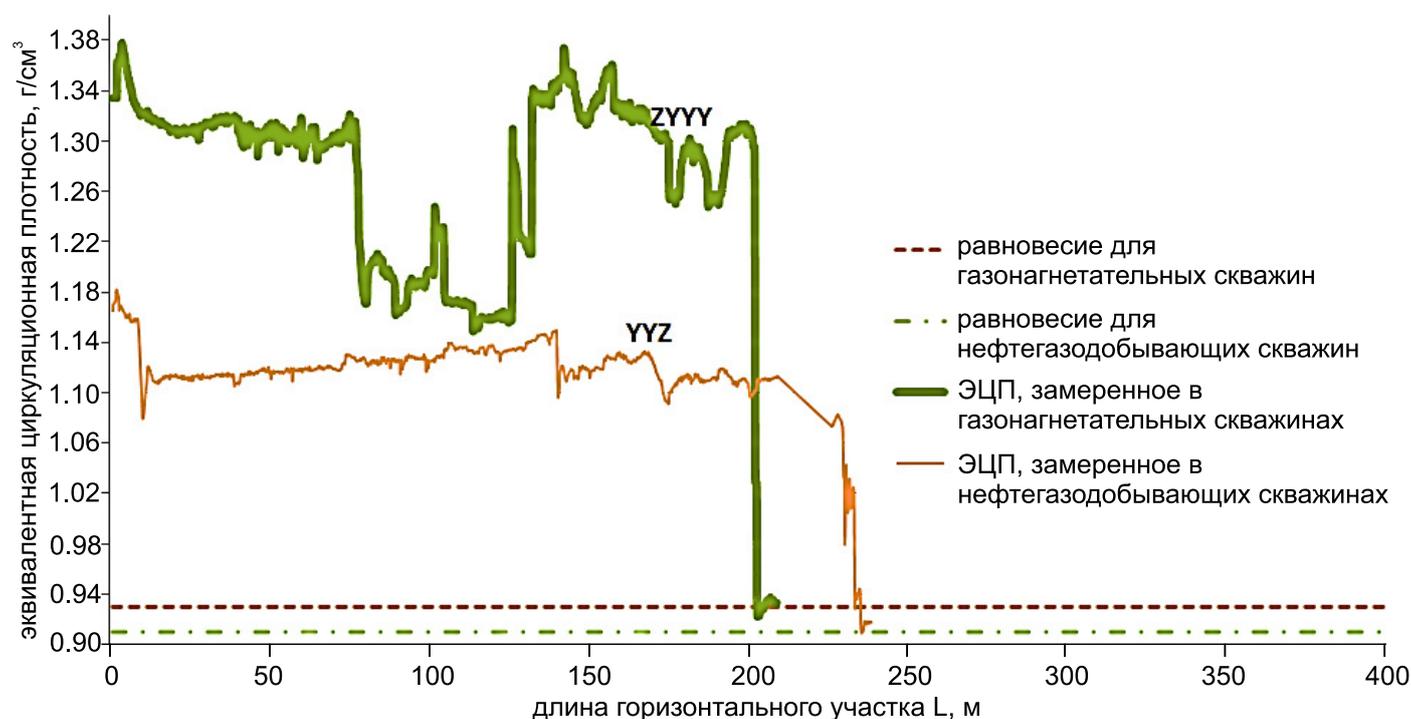


Рис. 12. Замеренная эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) в процессе бурения эксплуатационной (нефтяная залежь) и газонагнетательной (газовая шапка) горизонтальных скважин. Рифей. Юрубчено-Тохомское НГКМ [Vakhromeev et al., 2015].

Fig. 12. The equivalent circulation density (ЭЦП) measured while drilling the horizontal wells for production (oil reservoir) and gas injection (gas cap). Riphean. Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field [Vakhromeev et al., 2015].

при бурении горизонтальных стволов в интенсивно трещиноватых карбонатных коллекторах рифея. Получены важные результаты, совпадающие с теоретическими выводами, ранее сделанными авторами (рис. 12). Во-первых, подтверждается вывод о том, что ЭЦП, характеризующая изменения динамического (текущего) забойного давления в цикле бурения ГС, носит колебательный характер.

Во-вторых, обе скважины, показанные на графике (рис. 12), не добурены до проектного забоя вследствие полной потери циркуляции. На графике четко просматривается падение давления в стволе скважины и восстановление его до пластовых значений. Следовательно, давление поглощения равняется пластовому давлению при первичном вскрытии нефтенасыщенного каверново-трещинного карбонатного коллектора с АНПД. Равновесие в значениях ЭЦП (рис. 12) соответствует значению P_{nl} в ГС. В газонагнетательных скважинах ГС бурится выше ГНК, в газовой части залежи. При этом для нефтедобывающих скважин ГС бурится в нижней трети нефтенасыщенной части залежи. Эффект попеременного поглощения/проявления при вскрытии вертикальных трещин бурением в прискважинной зоне при гидравлических колебаниях 0.5–1.5 % от величины пластового давления создается из-за

высокой проницаемости коллектора и отсутствия скин-эффекта в призабойной зоне пласта.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты бурения добывающих скважин с горизонтальным окончанием не укладываются в параметры геодинамической модели массива рифейского резервуара, которая предполагает значения горного давления на уровне кровли ПР ~66 МПа, горизонтальной составляющей – порядка 38–41 МПа и соответствующие этим значениям давления гидроразрыва карбонатов. Напротив, пустотное пространство карбонатного массива ПР рифея характеризуется давлением на стенки трещин, близким или меньшим величины пластового давления флюидной углеводородной системы, заполняющей это пустотное пространство, т. е. 21 МПа. В связи с этим в практике буровых работ природный каверново-трещинный карбонатный резервуар не отделим от распределенной в его пустотном пространстве флюидной системы. Как следствие, в первичном вскрытии горизонтальным бурением продуктивного карбонатного каверново-трещинного коллектора с АНПД в нефтегазовой залежи

значение давления начала поглощения равняется значению пластового давления флюида. Каверново-трещинная фильтрационная система характеризуется минимальными фильтрационными сопротивлениями в призабойной зоне скважины (скин-эффект), или они попросту отсутствуют, поэтому поглощение и проявление как процесс переменного по направленности перетока флюида в системе скважина – пласт стартуют на минимальных перепадах давлений между этими системами, т.е. на минимальных градиентах.

Сложное геологическое строение продуктивного карбонатного рифейского резервуара, его геофильтрационное поле и барические характеристики залежи определяют ограниченные технико-технологические возможности максимально достижимой длины ГС без использования кольматации в первичном вскрытии.

Авторы полагают, что изложенные результаты геопромысловых исследований в глубоких нефтедобывающих скважинах с горизонтальными стволами большой протяженности, суммарная протяженность которых уже превышает 20000 м в природном каверново-трещинном мегарезервуаре

верхнего протерозоя Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, отражают ряд важных в практическом отношении тектонофизических закономерностей строения континентальных разломных зон нижне-, верхнепротерозойского этажа осадочного чехла центральных районов Сибирской платформы.

Комплексная интерпретация данных горизонтального бурения в глубоких горизонтах мегарезервуаров нефти и газа осадочного чехла Сибирской платформы будет существенным образом способствовать разработке технологии эффективного бурения нефтедобывающих скважин [Trofimuk, 1961]. При этом значительно расширяются наши геологические представления о внутренней структуре разломных зон рифейских резервуаров, как флюидоносных, так и транзитных, представляющих флюидодинамические структуры [Seminsky et al., 2005].

Созданы предпосылки для разработки новой технологии первичного вскрытия бурением продуктивного каверново-трещинного карбонатного пласта с аномально низким давлением пластовой углеводородной системы.

6. ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Ashikhmin S.G., Kashnikov Yu.A., Yakimov S.Yu., 2013. Experimental and theoretical research of change of collectors' fracture permeability of Yurubcheno-Tokhomsky field. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy (Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields)* (2), 36–41 (in Russian) [Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Якимов С.Ю. Экспериментальные и теоретические исследования изменения трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2013. № 2. С. 36–41].
- Bagrintseva K.I., 1999. Conditions of Formation and Properties of Carbonate Reservoirs of Oil and Gas. RSHU, Moscow, 285 p. (in Russian) [Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999. 285 с.].
- Bagrintseva K.I. (Ed.), 2003. Atlas of Carbonate Reservoir Rocks of the Oil and Gas Fields on East European and Siberian Platforms. Galant, Moscow, 264 p. (in Russian) [Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / Ред. К.И. Багринцева. М.: Галант, 2003. 264 с.].
- Baranova M.I., 2011. Strike-slip dislocation in the region of the Kuyumbinskoye gas-oil field. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika (Oil and Gas Geology. Theory and Practice)* 6 (3), Article No. 26_2011 (in Russian) [Баранова М.А. Сдвиговые дислокации в районе Куюмбинского газонефтяного месторождения // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 3. Статья № 26_2011]. http://www.ngtp.ru/rub/4/26_2011.pdf.
- Bayuk I.O., Postnikova O.V., Ryzhkov V.I., Ivanov I.S., 2012. Modelling anisotropic effective elastic properties of carbonate reservoir rocks of a complex structure. *Tekhnologii seismorazvedki (Seismic Technologies)* (3), 42–55 (in Russian) [Баяк И.О., Постникова О.В., Рыжков В.И., Иванов И.С. Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения // *Технологии сейсморазведки*. 2012. № 3. С. 42–55].
- Fuks A.B., 2000. Hydrocarbon Reservoir System and the Productivity of the Fields in the Lena-Tunguska Petroleum Province. PhD Brief Thesis (Doctor of Geology and Mineralogy). Moscow, 32 p. (in Russian) [Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. М., 2000. 32 с.].
- Fuks B.A., Ivanov Y.A., Fuks A.B., Bitner A.K., Kontorovich A.A., 1997. Results of hydrodynamic investigations of carbonate fractures petroleum strata on the Yurubchen-Tokhomo deposit. *Geologiya i Geofizika (Russian Geology and Geophysics)* 38 (7), 1260–1267.
- Fuks B.A., Moskalets A.G., Savintsev V.K., Fuks A.B., 1982. Field Characteristic of Productive Formations of the Southern Siberian Platform. Nedra, Moscow, 184 p. (in Russian) [Фукс Б.А., Москалец А.Г., Савинцев В.К., Фукс А.Б. Промысловая характеристика продуктивных пластов юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1982. 184 с.].

- Hoek E., 2002. Practical Rock Engineering. Institution of Mining and Metallurgy, London, 325 p.
- Ivanishin V.M., Siraev R.U., Razyapov R.K., Vakhromeev A.G., Burmistrov I.A., 2012. New technologies in drilling horizontal oil producing wells in anisotropic carbonate reservoirs (on example of Urubcheno-Tokhoma oil-gas condensate field). *Bulletin of Irkutsk State Technical University* (6), 32–38 (in Russian) [Иванишин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Вахромеев А.Г., Бурмистров И.А. Новые технологии в проводке нефтедобывающих скважин с горизонтальным окончанием в анизотропных карбонатных коллекторах (на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ) // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2012. № 6. С. 32–38].
- Kashnikov Yu.A., Gladyshev S.V., Ryazapov R.K., Kontorovich A.A., Krasilnikova N.B., 2011. Hydrodynamical modeling of first-priority area in development of Yurubcheno-Tokhoma oilfield, with a glance of geomechanical effect of closing the fracture. *Neftyanoye Khozyaystvo (Oil Industry)* (4), 104–107 (in Russian) [Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом гидродинамического эффекта смыкания трещин // *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 4. С. 104–107].
- Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., 2011. The Petroleum Potential of the Precambrian Strata in East Siberia as Exemplified by the Kuyumba-Yurubcheno-Tokhoma Oil-and-Gas Accumulation Area. Nauchny Mir, Moscow, 420 p. (in Russian) [Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куymbинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М.: Научный мир, 2011. 420 с.].
- Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., 2015. Fractured Reservoirs of Oil and Gas. Nauchny Mir, Moscow, 284 p. (in Russian) [Харахинов В.В., Шленкин С.И. Трещинные резервуары нефти и газа. М.: Научный мир, 2015. 284 с.].
- Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A., Kashirin H.V., Koulishkina O.N., Masyukov A.V., Masyukov V.V., Rud O.V., Berin M.V., 2012. New approaches to geological modeling of fractured reservoirs in East Siberia. *Neftyanoye Khozyaystvo (Oil Industry)* (11), 93–97 (in Russian) [Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Каширин Г.В., Кулишкина О.Н., Масюков А.В., Масюков В.В., Рудь О.В., Берин М.В. Новые подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири // *Нефтяное хозяйство*. 2012. № 11. С. 93–97].
- Kontorovich A.A., 2004. Calculation of Oil, Gas and Condensate Reserves of the Yurubcheno-Tokhoma Field (in the Yurubcheno-Tokhoma License Area). CJSC Krasnoyarskgeofizika, Krasnoyarsk, Vol. 1, Book 1 (in Russian) [Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубчено-Тохомского лицензионного участка). Красноярск: ЗАО «Красноярскгеофизика», 2004. Т. 1. Кн. 1.].
- Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nakaryakov V.D., Sibgatullin V.G., Surkov V.S., Trofimuk A.A., 1988. The Yurubchen-Tokhoma zone of gas and oil accumulation – an important object of concentration of regional and prospective work in the Upper Proterozoic of the Lena-Tunguska oil and gas province. *Geologiya i Geofizika (Russian Geology and Geophysics)* (11), 45–55 (in Russian) [Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // *Геология и геофизика*. 1988. № 11. С. 45–55].
- Kutukova N.M., 2009. The model of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhoma zone. *Scientific-Technical Bulletin of OJSC Rosneft* (3), 6–10 (in Russian) [Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны // *Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть»*. 2009. № 3. С. 6–10].
- Kutukova N.M., Birun E.M., Malakhov R.A., Afanasiev I.S., Postnikova O.V., Rakhmatullina A.S., 2012. The conceptual model of Riphean carbonate reservoir in Yurubcheno-Tokhoma field. *Neftyanoye Khozyaystvo (Oil Industry)* (11), 4–7 (in Russian) [Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А., Афанасьев И.С., Постникова О.В., Рахматуллина А.С. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. 2012. № 11. С. 4–7].
- Lucia F.J., 2007. Carbonate Reservoir Characterization. An Integrated Approach. Springer, Berlin, 336 p. [Русский перевод: Лусиа Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора. Интегрированный подход. Москва – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. 384 с.].
- Mel'nikov N.V., Mel'nikov N.P., Smirnov E.V., 2011. The petroleum accumulation zones in the geological-prospecting regions of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics* 52 (8), 906–916. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.012>.
- Migursky A.V., Starosel'tsev V.S., 2000. Fault zones – natural pumps of natural fluids. *Otechestvennaya Geologia (Russian Geology)* (1), 56–59 (in Russian) [Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов // *Отечественная геология*. 2000. № 1. С. 56–59].
- Ovnatanov G.T., 1979. Opening and Treatment of the Formation. Nedra, Moscow, 312 p. (in Russian) [Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. М.: Недра, 1979. 312 с.].
- Polyakov V.N., Ishkaev R.K., Lukmanov R.R., 1999. Oil and Gas Well Completion Technology. TAU, Ufa, 408 p. (in Russian) [Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. Уфа: ТАУ, 1999. 408 с.].
- Postnikova I.E., Postnikova O.V., Tikhomirova G.I., Fomicheva L.N., 2001. The karst model of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhoma deposit. *Geologiya Nefti i Gaza (Oil and Gas Geology)* (3), 36–41 (in Russian) [Постникова И.Е., Постникова О.В., Тихомирова Г.И., Фомичева Л.Н. Карстовая модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // *Геология нефти и газа*. 2001. № 3. С. 36–41].

- Pozdnyakov V.A., 2005. The practice of seismic imaging in scattered waves on the examples of the Riphean deposits in the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas accumulation zone. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy (Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields)* (7), 30–37 (in Russian) [Поздняков В.А. Практика построения сейсмических изображений в рассеянных волнах на примере рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2005. № 7. С. 30–37].
- Razyapov R.K., Siraev R.U., Vakhromeev A.G., 2013. Geological support of horizontal production drilling in the Riphean carbonates in the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field: problems and recommendations. In: *Trofimuk Readings – 2013. Proceedings of the All-Russia youth scientific conference with the participation of foreign scientists*. NSU, Novosibirsk, p. 35–39 (in Russian) [Разяпов Р.К., Сираев Р.У., Вахромеев А.Г. Геологическое сопровождение эксплуатационного горизонтального бурения в рифейских карбонатах на Юрубчено-Тохомском НГКМ: проблематика и рекомендации // Трофимуковские чтения – 2013 г.: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. Новосибирск: НГУ, 2013. С. 35–39].
- Reiss L.H., 1980. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Editions Technips, 108 p. [Русский перевод: Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. Москва – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. 118 с.].
- Semenov N.Ya., 2010. *The Study and Isolation of Mud-Loss and Water-Kick Formations. A Handbook for Drilling Technology Engineers. Part 1. Geological, Geophysical and Hydrodynamic Methods of Studies Mud-Loss and Water-Kick Formations*. LLC BashNIPIneft, Ufa, 329 p. (in Russian) [Семенов Н.Я. Исследования и изоляция поглощающих и водопроявляющих пластов: Пособие для инженера-технолога по бурению скважин. Ч. 1. Геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования поглощающих и водопроявляющих пластов. Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2010. 329 с.].
- Seminsky K.Zh., Gladkov A.S., Lunina O.V., Tugarina M.A., 2005. *The Internal Structure of Continental Fault Zones. Applied Aspect. Geo Branch, Publishing House of SB RAS, Novosibirsk, 244 p.* (in Russian) [Семинский К.Ж., Гладков А.С., Лунина О.В., Тугарина М.А. Внутренняя структура континентальных разломных зон. Прикладной аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. 244 с.].
- Shaldybin M.V., 2017. The Riphean Reservoirs of the Siberian Craton: Caverns vs Fenestrae. *Geologiya Nefti i Gaza (Oil and Gas Geology)* (4), 1–7 (in Russian) [Шалдыбин М.В. Коллекторы рифея Сибирской платформы: каверны vs фенестры // *Геология нефти и газа*. 2017. № 4. С. 1–7].
- Sherman S.I., Seminsky K.Zh., Bornyakov S.A., Buddo V.Yu., Lobatskaya R.M., Adamovich A.N., Truskov V.A., Babichev A.A., 1991. *Faulting in the Lithosphere. Shear Zones*. Nauka, Siberian Branch, Novosibirsk, 261 p. (in Russian) [Шерман С.И., Семинский К.Ж., Борняков С.А., Буддо В.Ю., Лобацкая Р.М., Адамович А.Н., Трусков В.А., Бабичев А.А. Разломообразование в литосфере. Зоны сдвига. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1991. 261 с.].
- Shustov D.V., Kashnikov Yu.A., 2015. Development of the geological-geomechanical model of the Yurubcheno-Tokhoma field. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy (Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields)* (4), 26–31 (in Russian) [Шустов Д.В., Кашников Ю.А. Разработка геолого-геомеханической модели участка Юрубчено-Тохомского месторождения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2015. № 4. С. 26–31].
- Surkov V.S., Grishin M.P., Larichev A.I., 1996. The history of formation of the Siberian craton and the petroleum potential of the Riphean deposits. In: *Geology and the problems of prospecting new large oil and gas deposits in Siberia. Part 2. SNIIGiMS, Novosibirsk, p. 13–18* (in Russian) [Сурков В.С., Гришин М.П., Ларичев А.И. История становления Сибирского кратона и нефтегазоносность рифейских отложений // *Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири*. Ч. 2. Новосибирск: СНИИГИМС, 1996. С. 13–18].
- Sverkunov S.A., 2016. Algorithm of primary exposing of a composite vugular and fracture carbonate oil and gas formation by means of a long horizontal shaft with the combined adjustable pressure. *NEFTEGAS Territory* (3), 66–71 (in Russian) [Сверкунов С.А. Алгоритм первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности с комбинированным регулируемым давлением // *Территория НЕФТЕГАЗ*. 2016. № 3. С. 66–71].
- Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G., Siraev R.U., Danilova E.M., 2016. *Drilling of Wells with Completion by Horizontal Sections in Complex Mining and Geological Conditions (As Exemplified by the Natural Carbonate Reservoirs of the Riphean in the Baikit Petroliferous District)*. Publishing House of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, 204 p. (in Russian) [Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г., Сираев Р.У., Данилова Е.М. Бурение скважин с горизонтальным окончанием в сложных горно-геологических условиях (на примере природных карбонатных резервуаров рифея Байкитской НГО). Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2016. 204 с.].
- Trofimuk A.A., 1961. Determination of the capacities of fractured reservoirs from field data. In: *Proceedings of the All-Union Conference on the fractured reservoirs of oil and gas*. Gostoptekhizdat, Leningrad, p. 15–22 (in Russian) [Трофимук А.А. Определение емкости трещинных коллекторов по промысловым данным // *Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа*. Л.: Гостоптехиздат, 1961. С. 15–22].
- Trofimuk A.A., 1992. *The Kuyumba-Yurubcheno-Taiga Gas-and-Oil Field – a Supergiant in the Krasnoyarsk Region. Basics of Feasibility Study*. Preprint. Novosibirsk, 60 p. (in Russian) [Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки. Препринт. Новосибирск, 1992. 60 с.].
- Trofimuk A.A., Grishin M.P., Kontorovich A.E., 1989. The Riphean sedimentary basins of the East Siberian province and their petroleum potential. In: *Reports of the Soviet Geologists at the XXVIII Session of the International Geological*

Congress. Nauka, Moscow (in Russian) [Трофимук А.А., Гришин М.П., Конторович А.Э. Рифейские осадочные бассейны Восточно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность // Доклады советских геологов на XXVIII сессии Международного геологического конгресса. М.: Наука, 1989].

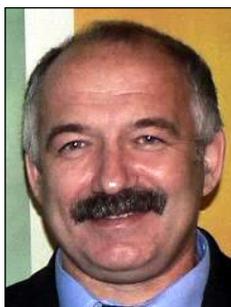
Vakhromeev A.G., Danilova E.M., Razyapov R.K., Ivanishin V.M., Siraev R.U., 2014. Anomalously-permeable fractured vein and karst vein carbonate reservoir in Riphean of the Yurubchen-Tokhoma petroleum field (by field-geological data of horizontal drilling). *Geology and Mineral Resources of Siberia* (4), 49–61 [Вахромеев А.Г., Данилова Е.М., Разяпов Р.К., Иванিশин В.М., Сираев Р.У. Аномально-проницаемый трещинно-жильный и карстово-жильный карбонатный коллектор в рифее, Юрубчено-Тохомское НГКМ (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2014. № 4. С. 49–61].

Vakhromeev A.G., Ivanishin V.M., Siraev R.U., Ryazapov R.K., Danilova Ye.M., Sverkunov S.A., 2013. Geological aspects of technology using of primary opening-up of riphean complicated carbonate reservoirs with «controlled pressure». *Burenie i Neft' (Drilling and Oil)* (11), 30–34 [Вахромеев А.Г., Иванিশин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Данилова Е.М., Сверкунов С.А. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» // *Бурение и нефть*. 2013. № 11. С. 30–34].

Vakhromeev A.G., Razyapov R.K., Postnikova O.V., Kutukova N.M., Sverkunov S.A., Siraev R.U., 2015. Lithological and hydrodynamic factors controlling conditions of primary horizontal drilling and development of producing intervals of the riphean natural reservoir in the Yurubcheno-Tokhoma oil-gas-condensate field. *Geology and Mineral Resources of Siberia* (3), 68–82 [Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Постникова О.В., Кутукова Н.М., Разяпов Р.К., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия и освоения продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ по геолого-промысловым данным горизонтального бурения и отбора керн в наклонных стволах // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2015. № 3. С. 68–82].

Vakhromeev A.G., Sverkunov S.A., Siraev R.U., Razyapov R.K., Sotnikov A.K., Chernokalov K.A., 2016. Patent No. 2602437. The Russian Federation IPC E21B21/00, E21B33/13, E21B43/02. The method for penetration into oil-saturated fractured carbonate strata by drilling the wells with horizontal sections in the conditions of anomalously low reservoir pressure rates. RU 2602437 C1; appl. 11.09.2015, publ. 20.11.2016, Bull. No. 32 (in Russian) [Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Сотников А.К., Чернокалов К.А. Патент № 2602437. Российская Федерация МПК E21B21/00, E21B33/13, E21B43/02. Способ первичного вскрытия бурением горизонтального ствола в трещинном типе нефтегазонасыщенного карбонатного коллектора в условиях anomalously низких пластовых давлений. RU 2602437 C1; заявл. 11.09.2015, опублик. 20.11.2016, Бюл. № 32].

Van Golf-Racht T.D., 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Elsevier, Amsterdam, 732 p. [Русский перевод: Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.].



Вахромеев Андрей Гелиевич, докт. геол.-мин. наук
Институт земной коры СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 128, Россия
e-mail: VakhromeevAG@ifrn.ru

Vakhromeev, Andrei G., Doctor of Geology and Mineralogy
Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of RAS
128 Lermontov street, Irkutsk 664033, Russia
e-mail: VakhromeevAG@ifrn.ru



Сверкунов Сергей Александрович
Иркутский филиал ООО «РН-Бурение»
664033, Иркутск, Лермонтова, 257, офис 909, Россия
e-mail: dobro_75@mail.ru

Sverkunov, Sergei A.
Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie
257 Lermontov street, Irkutsk 664033, Russia
e-mail: dobro_75@mail.ru



Иванишин Владимир Мирославович, директор
Иркутский филиал ООО «РН-Бурение»
664033, Иркутск, Лермонтова, 257, Россия

Ivanishin, Vladimir M., Director
Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie
257 Lermontov street, Irkutsk 664033, Russia



Разяпов Радий Киньябулатович, канд. геол.-мин. наук, заместитель генерального
директора по геологии – главный геолог
ООО «Соровскнефть»
625002, Тюмень, ул. Орджоникидзе, 5, Россия
e-mail: RazyapovRK@bashneft.ru

Razyapov, Radey K., Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Director
for Geology – Chief Geologist
LLC Sorovskneft
5 Ordzhonikidze street, Tyumen 625002, Russia
e-mail: RazyapovRK@bashneft.ru



Данилова Елена Михайловна, ведущий геолог
Иркутский филиал ООО «РН-Бурение»
664033, Иркутск, Лермонтова, 257, Россия
e-mail: DanilovaEM@ifrnb.ru

Danilova, Elena M., Lead Geologist
Irkutsk Branch of LLC RN-Burenie
257 Lermontov street, Irkutsk 664033, Russia
e-mail: DanilovaEM@ifrnb.ru