



УДК [(552.578.2.061.4:551.243):551.72]:550.822.7(571.5)

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ УСЛОВИЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ БУРЕНИЕМ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ РИФЕЙСКОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НГКМ

А. Г. Вахромеев, Р. К. Разяпов, О. В. Постникова, Н. М. Кутукова,
С. А. Сверкунов, Р. У. Сираев

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) – одно из крупнейших в Восточной Сибири и один из приоритетных проектов ОАО «НК «Роснефть». По своим свойствам месторождение уникально и не имеет даже близких аналогов в России и мире. Залежи нефти и газа приурочены к карбонатным рифейским отложениям, возраст которых около 1 млрд лет. Пористость продуктивных отложений составляет от 0,5–2 %, это диапазон погрешности ее определения методами ГИС. Рифейские доломиты осложнены трещиноватостью и кавернозностью с сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств как по разрезу, так и по латерали. Возможно, это и является основной причиной резких различий в продуктивности расположенных рядом скважин. В ходе многолетних специальных исследований ядра сформирована концептуальная модель строения природного карбонатного резервуара рифея, основанная на наличии горизонтальных щелевидных зон повышенной проницаемости (ЩЗ) и субвертикальных трещин – трещинный, трещинно-жильный, карстово-жильный типы коллектора. Изложена версия трактовки гидравлического механизма утечек и длительных поглощений бурового раствора в этих зонах. Гидродинамические условия залежи (аномально низкое пластовое давление – АНПД) дополнительно осложняют первичное вскрытие продуктивного пласта. Совокупность перечисленных геологических и гидродинамических факторов определяет проблематику освоения ЮТМ горизонтальным бурением и требует создания адекватных геологических моделей для принятия решений по разработке. Предложен вариант оптимизации бурения горизонтальных скважин и сокращения затрат на их бурение.

Ключевые слова: горизонтальные щелевидные зоны, карстово-жильный коллектор, карбонатный рифей, Восточная Сибирь, катастрофические поглощения, технологии бурения.

LITHOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC FACTORS CONTROLLING CONDITIONS OF PRIMARY HORIZONTAL DRILLING AND DEVELOPMENT OF PRODUCING INTERVALS OF THE RИPHEAN NATURAL RESERVOIR IN THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

A. G. Vakhromeev, R. K. Razyapov, O. V. Postnikova, N. M. Kutukova,
S. A. Sverkunov, R. U. Siraev.

The oil-gas-condensate Yurubcheno-Tokhomskoye field is one of the largest fields in the Eastern Siberia and one of the priority projects of OAO NK Rosneft. The field has unique properties and no analogs in Russia and in the world [1]. Oil and gas pools are confined to carbonaceous Riphean deposits that had formed about one billion years ago. Porosity of producing deposits is 0.5% to 2% and it lies within the range of error of porosity values derived from well logging. The Riphean dolomites are complicated by fracturing and cavernosity with highly-variable reservoir properties both vertically and laterally. This is probably the main reason of sharp differences in productivity of the neighboring wells. Many years of special core studies resulted in development of a conceptual model of the natural carbonaceous Riphean reservoir based on occurrence of horizontal fissured zones with increased permeability and near-vertical fractured, fractured-veiny, and karstic-veiny reservoirs. The authors suggest a version to explain the hydraulic mechanism of continuous drilling mud losses in the zones. Hydrodynamic parameters of the pool (abnormally low formation pressure) complicate primary penetration in the producing horizon. All given geological and hydrodynamic factors influence horizontal drilling features and require adequate geological models for deciding on development of the field. The paper provides an option of horizontal drilling optimization and drilling costs saving.

Keywords: horizontal fissured zones, karstic zones, Riphean, Eastern Siberia, catastrophic losses, drilling technology.

Постановка проблемы

В настоящее время разработаны модели геологического строения рифейских отложений различного масштаба – региональная геологическая

модель отложений Камовского свода [16, 19, 25], для целей разведки и оценки запасов и моделирования разработки конкретных залежей [9, 11, 13]. На этапе кустового эксплуатационного бурения Юрубченской залежи важны обоснование более



детальной модели строения коллектора и прогноз динамической реакции нефтяной залежи на гидравлические возмущения в процессе ее вскрытия горизонтальным бурением. По результатам бурения горизонтальных стволов (ГС) большой протяженности (до 1000 м) установлено [3, 7, 28], что реальное природное строение Юрубченской залежи (первоочередного участка разработки) имеет более сложную конфигурацию в части распределения в плане и разрезе участков и зон с разной проницаемостью. Фильтрационное поле более дифференцировано, более дискретно, чем модель, которая формализована под задачу подсчета запасов УВ. Реальное дискретное геофильтрационное строение залежи крайне осложняет процесс горизонтального бурения.

Для горизонтального ствола протяженностью до 1000 м наиболее проблемны гидропроводные зоны трещинно-жильного, карстово-жильного и «щелевидного» типов транзитных коллекторов, а гидродинамические условия залежи (АНПД) дополнительно осложняют первичное вскрытие, ограничивая допустимый диапазон эквивалентных забойных давлений [7, 20, 21, 28]. В процессе бурения было установлено существенное отличие модельных геологических допущений от общепринятых именно в дискретности фильтрационных параметров, т. е. в периодическом пересечении стволом скважины зон катастрофических поглощений, отождествляемых с транзитными зонами повышенной проницаемости жильного и щелевидного типов [2, 3, 7, 28].

Очевидно, что вскрытие **субвертикальных трещин зон, уровней** «щелевидного» коллектора наклонно-направленным стволом или горизонтальными скважинами – это основание для пересмотра и серьезной доработки концептуальной модели залежи применительно именно к задачам горизонтального бурения, корректировки проекта кустового бурения в части технологических решений по первичному вскрытию бурением высокопроницаемых и аномально проницаемых зон.

Для обоснования технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения важно рассмотреть как **литофациальную и фильтрационно-емкостную модели** строения Юрубченской залежи, так и ее **гидродинамические особенности** как комплексную основу формирования важнейших показателей, непосредственно влияющих на гидравлическую программу бурения: проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), удаленной зоны пласта (УЗП), скин-фактора, давления начала проявления ($P_{нп}$) или поглощения ($P_{п}$), утечки ($P_{у}$), гидроразрыва ($P_{г}$). Конечной целью комплексирования параметров модели пустотного пространства является выявление **природно-технических ограничений, осложняющих горизонтальное бурение или делающих его невозможным** [20, 28, 29]. Принятие окончательного решения по раз-

работке залежи напрямую зависит от понимания этих ограничений.

Литологическая характеристика и модель строения рифейского природного резервуара

Геологическое строение Юрубчено-Тохомской зоны описано в ряде работ [4, 25, 26], однако общепринятой модели ее строения до сих пор нет. Очевидно лишь суждение о сложном каверново-трещинном и трещинно-каверновом типе рифейских коллекторов. С учетом этого важно понимание того, какие именно породы обладают наилучшими коллекторскими свойствами, каковы значение фациальных условий накопления осадков и роль вторичных преобразований.

Рифейский резервуар сложен карбонатными, кремнисто-карбонатными, сульфатно-карбонатными и, в меньшей степени, песчано-алевроглинистыми комплексами пород. Среди карбонатных и кремнисто-карбонатных литотипов преобладают доломиты строматолитовые в различной степени перекристаллизованные. В целом для рифейских пород характерна высокая степень преобразованности вторичными процессами, среди которых наиболее широко развиты трещинообразование, перекристаллизация, доломитизация, вторичное минералообразование (окремнение, сульфатизация, кальцитизация) и выщелачивание.

Литотипы рифейского резервуара образуют **циклические последовательности** (циклиты). Литоогическая их характеристика в общем виде выглядит следующим образом. В нижней части циклита залегают доломиты микрозернистые, часто (в скважинах западной части месторождения) обломочные или интракластовые. Средняя часть представлена доломитами строматолитовыми пластово-слоистыми. Завершают разрез доломиты строматолитовые биогермные с реликтовой кружевной структурой. В ряде случаев биогермные доломиты отсутствуют, что, видимо, связано с особенностями условий осадконакопления. Циклиты можно прослеживать в пределах одного тектонического блока, благодаря характерному выражению их основания на кривых естественной радиоактивности (ГК).

Цикличность строения разреза обусловлена колебаниями уровня моря и кислотно-щелочного баланса бассейна осадконакопления. Нижние части циклитов формировались в условиях крайнего мелководья, частого привноса обломочного материала и достаточно высокой гидродинамической активности водной среды, что способствовало появлению в породах комковатых и интракластовых структур. Постепенное углубление бассейна и уменьшение привноса обломочного материала способствовали формированию строматолитовых биогермных образований, а в условиях крайнего мелководья – пластово-слоистых строматолитовых тел, слагающих средние части седиментационных



циклитов. Верхняя часть циклита формировалась в период обмеления бассейна, вплоть до выхода на поверхность строматолитовых ламин, их частичного взлома и выщелачивания. В этих условиях образуются интракластовые доломиты, по которым развиваются зоны щелевидных пустот, имеющих сложный генезис, связанный с особенностями седиментации и проявлением вторичных процессов (выщелачивания, окремнения, трещинообразования, стилолитизации). Собственно, цикличность и предопределила повторяемость щелевидных пустот в разрезе рифейского природного резервуара.

Процессы **выщелачивания и окремнения** играют ключевую роль в формировании пустотного пространства рифейских отложений. Многолетние петрофизические и литологические исследования рифейских отложений показали, что пористость пород не превышает в среднем 1,5–2 %, в очень редких случаях достигает 13 %. Основная емкость резервуара обусловлена горизонтальными щелевидными пустотами, морфологические особенности которых во многом определяются строением строматолитовых ламин, интенсивностью процессов выщелачивания и окремнения. Пустоты имеют вытянутую форму, раскрытость их колеблется от первых миллиметров до 8 см. Вероятно, в разрезе резервуара существуют и более крупные пустоты, однако по керну их обнаружить трудно. Петрофизические параметры щелевидных пустот пока не определены, так как их размеры часто превышают размеры стандартных образцов, исследуемых петрофизическими методами.

Генезис подобных щелевидных пустот связан с процессами выщелачивания. В момент выхода строматолитовых ламин на поверхность осушался и растрескивался строматолитовый каркас, из-за чего формировались интракластовые структуры. Из-за изменения кислотно-щелочного баланса и повышения концентрации SiO_2 происходила мобилизация кремнезема из раствора и его осаждение. Такое окремнение приводило к формированию жесткого каркаса в пустотах за счет халцедоновых и кварцевых перегородок. В интракластовых доломитах наблюдаются кремнистые корки и перегородочки, которые препятствовали смыканию щелевидных зон. В двух наклонно-направленных пилотных стволах, пробуренных с применением технологии изолированного отбора керна, зафиксированы субгоризонтальные уровни развития каверн и щелевидных пустот, которые пересекаются вертикальными трещинами [2, 3, 9, 13, 15]. В разрезах этих скважин наблюдается до 20 уровней развития щелевидных пустот, расстояние между которыми определяется толщиной циклитов и составляет от 40 см до нескольких метров.

Существенную роль в фильтрационной системе рифейского резервуара играют **системы трещин**. Наблюдается несколько систем трещин различной генерации. Самые крупные, протяженные

трещины имеют **тектоническую природу** и прослеживаются в керне на расстояние до 15 м по вертикали. По описанию керна протяженные тектонические трещины имеют гладкие стенки или слабо минерализованы, в редких случаях по стенкам трещин отмечены следы выщелачивания. Трещины именно этого типа вносят основной вклад в фильтрацию флюидов и обеспечивают основную проницаемость резервуара [12, 24, 25]. По описанию керна и анализу данных ГИС (UBI – ультразвуковой скважинный сканер) трещины, как правило, вертикальные или субвертикальные, средний угол падения 75°. Они образуют две системы: одна северо-западного (доминирующего) простирания, другая – северо-восточного (рис. 1).

Выявленные макротрещины довольно равномерно распространены по пласту: средняя их плотность на горизонтальной поверхности – три трещины на 1 пог. м. Часто крупные трещины опережаются более мелкими, формируя таким образом «кластеры» («коридоры трещин»). Плотность в них варьирует от 2 до 15 на 1 пог. м, в среднем 5–6 на 1 пог. м. Данные значения можно считать представительными, так как исследования ГИС по сканированию стенок скважин проводились в горизонтальных стволах длиной 1000 м. Аналитический расчет пустотного объема тектонических трещин по отношению к резервуару в целом показывает разброс значений от 0,04 до 0,24 % в зависимости от раскрытости.

Также в породах наблюдаются **литогенетические** трещины, образующиеся на границах слоев различной структуры и природы. Микротрещины, как правило, минерализованы, заполнены вторичными кристаллами доломита, кальцита, ангидрита. Их вклад в фильтрацию флюидов в объеме резервуара незначителен, за исключением тех, которые развиты в тонких (2–3 см) кремнистых халцедоновых прослоях.

По результатам широкого комплекса исследований (оптическая и электронная микроскопия, микротомография) в породах рифея можно выделить следующие элементы (рис. 2, 3):

I) **минеральная матрица** – доломит с содержанием 1–2 % квазиизометрических пор;

II) **кавернозные щелевидные зоны** – широкие (до нескольких миллиметров) субгоризонтальные флюидопроводящие каналы;

III) **горизонтальные трещины** – стилолитовые швы и трещиноватые халцедоновые прослои (до 1 %);

IV) **субвертикальные трещины** (до 1 %) с редкими следами выщелачивания по стенкам [25].

Минеральное вещество, выполняющее кавернозные щелевидные зоны, в общем случае не является преимущественно доломитом, а чаще представлено халцедоном и кварцем (рис. 4). На основе этих представлений о структуре рифейского коллектора выполнено его математическое моде-

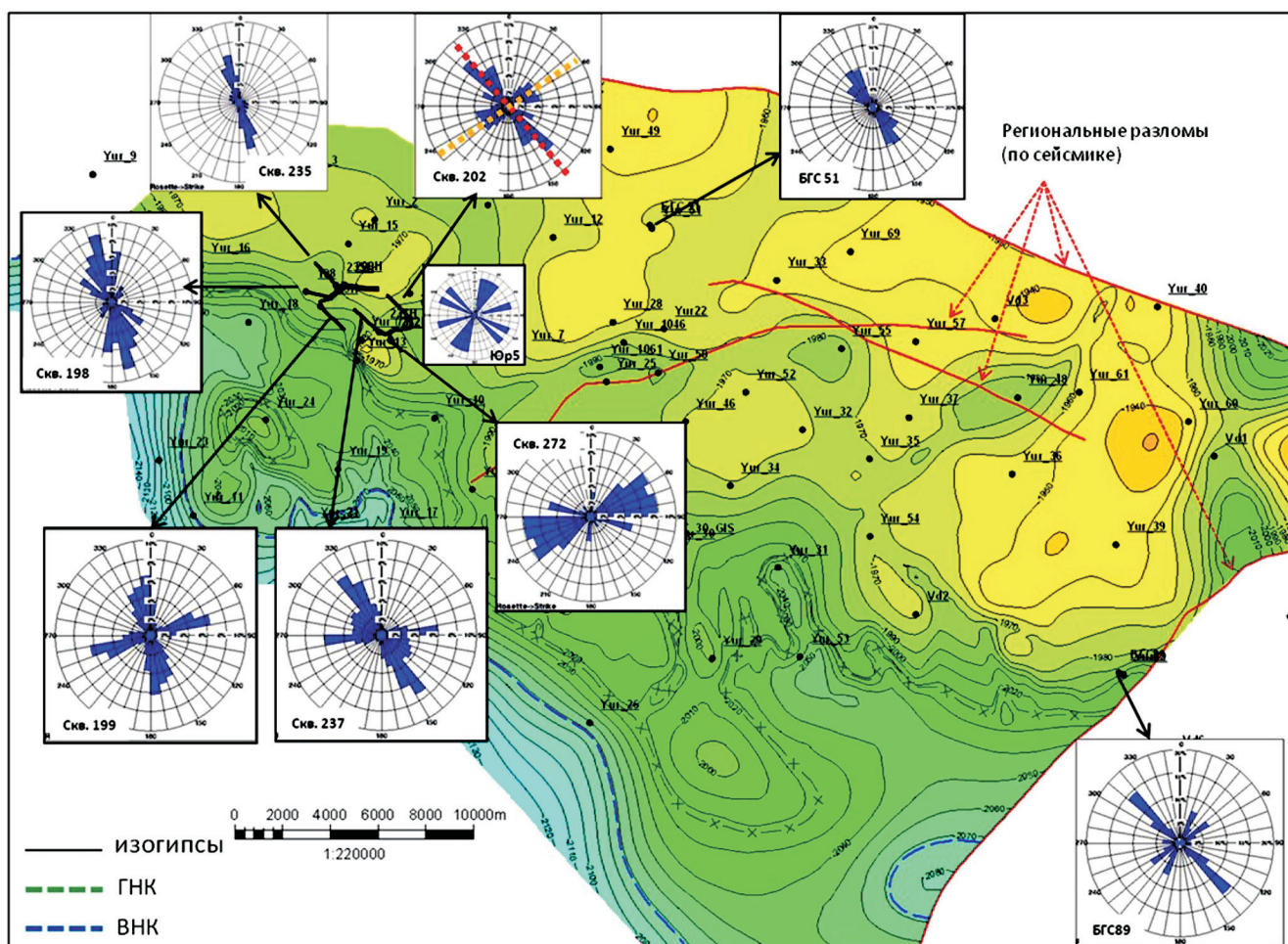


Рис. 1. Розы трещиноватости рифейских отложений (по данным ультразвукового скважинного сканера UBI) горизонтальных стволов). Юрубченская залежь [23]

лирование с использованием теории эффективных сред [13].

Таким образом, фильтрационно-емкостная система рифейского резервуара образована субгоризонтальными окремнелыми щелевидными пустотами, уровни которых циклично повторяются в разрезе и соединяются между собой субвертикальными тектоническими трещинами (см. рис. 3).

Деформация трещинной системы в области воронки депрессии/репрессии

Рассмотрим гидродинамический аспект бурения горизонтальных скважин. В процессе первичного вскрытия бурением и в дальнейшем при разработке пластов, сложенных трещиноватыми и трещинно-поровыми породами, возникают проблемы, не свойственные объектам порового типа [4]. Это связано с наличием в разрезе рифея систем трещин и кавернозных полостей, которые в значительной степени осложняют освоение месторождения на всех этапах – от нарушения циркуляции в процессе бурения до проблем при добыче нефти. К таким проблемам можно отнести катастрофические поглощения бурового раствора, сложности борьбы с потерей циркуляции, существенную зависимость продуктивности скважин от снижения

пластового давления, непредсказуемую обводненность скважин, резкое уменьшение их продуктивности, значительное (десяtkи и сотни раз) различие проницаемости, определенных по керну и по результатам ГИС [4, 9, 23]. Отмеченные особенности связаны с деформированием системы фильтрующих трещин в процессе бурения и разработки за счет повышения (снижения) давления на стенки трещин в пределах воронки депрессии/купола (области) репрессии. В связи с этим особо важной становится задача исследования допустимых гидродинамических воздействий на карбонатный коллектор при горизонтальном эксплуатационном бурении. Публикация результатов лабораторных гидродинамических исследований керна [4] и новых представлений о субгоризонтальных зонах кавернозности [9, 13] позволила под новым углом зрения взглянуть на геологические аспекты данной проблематики.

Главная проблема в бурении каждого горизонтального ствола – это катастрофические поглощения промывочной жидкости, которые начинаются с момента вскрытия долотом первой зоны трещиноватости или кавернозности и сопровождают бурение вплоть до конечной проектной точки забоя [3, 7, 20, 28, 29]. Поглощение в режи-

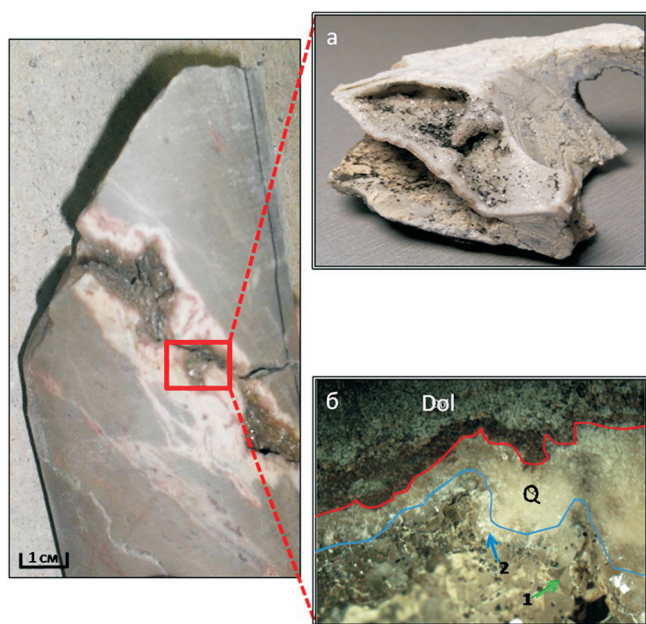


Рис. 2. Кавернозные интервалы: щелевидные горизонтальные пустоты с окремнением (скв. ХХХ наклонно-направленная): а – поверхность щелевидных пустот, б – фото с помощью стереоскопа (Dol – доломит, Q – окремнение, 1 – вторичные кристаллы доломита, 2 – вторичные кристаллы кварца)

от 0 до 3 МПа интенсивно уменьшается коэффициент продуктивности скважин [4]. При этом чем больше максимальный коэффициент продуктивности, тем более интенсивно он снижается. Общее снижение проницаемости при уменьшении давления до 3 МПа весьма существенно: для отдельных образцов – более 90 % от первоначальной. При этом восстанавливается только до 20 % проницаемости, характерной для эффективного давления 0,5 МПа. При снижении эффективного давления до 0,5 МПа проницаемость восстанавливается до 25–60 %, что характерно для эффективного давления 0,1 МПа.

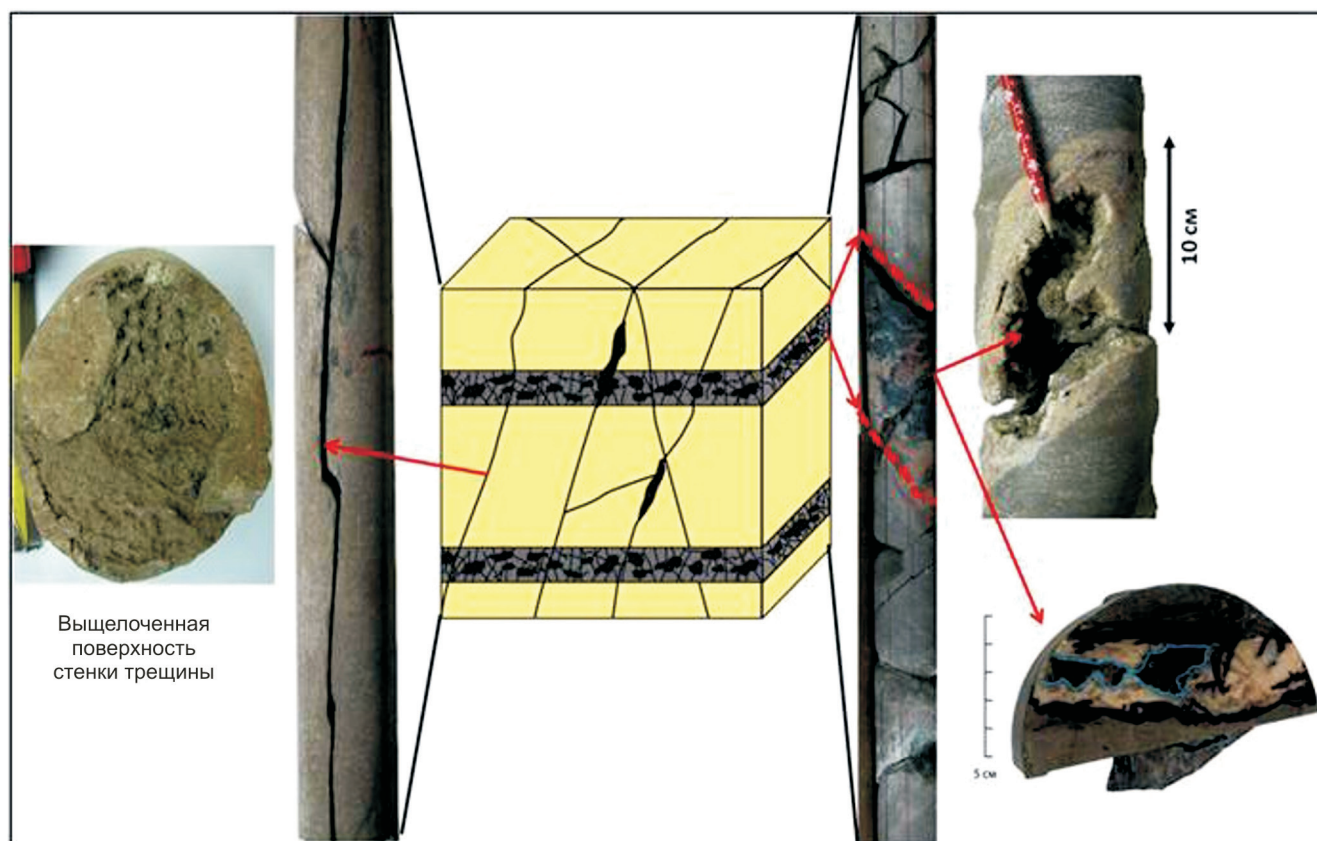


Рис. 3. Концептуальная модель строения пустотного пространства рифейского карбонатного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения по [9]

ме статической фильтрации продолжается далее при выполнении комплекса ГИС. В некоторых случаях при вскрытии зоны трещинно-жильного и карстово-жильного типов [1, 2, 18, 20, 29] или «щелевидных» субгоризонтальных коллекторов (ЩК) бурение приходится останавливать на достигнутом забое, поскольку эффективных мер по борьбе с поглощениями в коллекторах этого типа просто нет [2, 3]. В то же время исследованиями на керне показано, что при увеличении депрессии

Сопоставим эти выводы [4] с фактическими данными, которые получены в процессе борьбы с поглощениями в горизонтальном стволе. По результатам горизонтального бурения в 2010–2014 гг. авторами сделан вывод, что явление закономерного изменения просвета фильтрующих трещин наблюдается и при увеличении текущего забойного давления от пластового. Это связано с процессом деформаций горных пород в ПЗП, сопровождаемой раскрытием трещин [14, 22]. Трещинная систе-

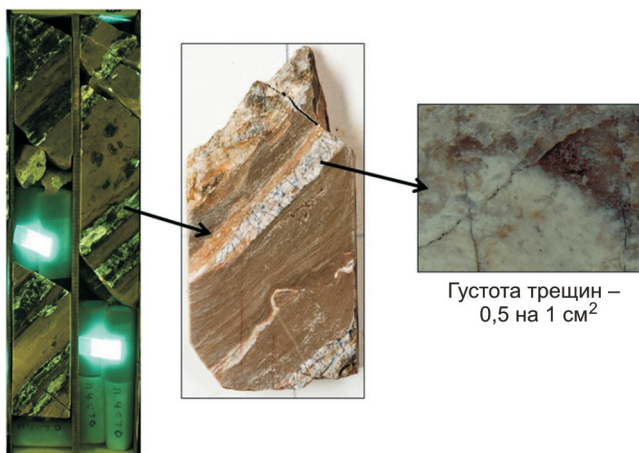


Рис. 4. Структура халцедоновых прослоев с микротрещиноватостью (кern отобран из наклонно-направленного ствола, Юрубченская залежь, рифей)

ма синхронно реагирует увеличением проницаемости в ПЗП при росте эквивалентного забойного давления в процессе первичного вскрытия [4, 20]. Рассматривая более детально трещинную систему как составную часть общей фильтрационной системы, взаимосвязанную с каверновой, но динамично реагирующую на гидравлику потока бурового раствора (БР) и изменения давления в горизонтальном стволе и в вокруг него в первичном вскрытии, авторы настоящей статьи полагают, что раскрывают закономерности формирования зон поглощения, которые наблюдаются практически в каждой горизонтальной скважине [3, 7, 20, 28, 29]. Очевидно, что на практике имеет место сочетание «утечки» и поглощения БР из открытого ствола как в трещинную, так и в каверновую (щелевидную) системы, тем более что эти системы взаимосвязаны. Мы основываемся на постулате, что трещинная система может менять «просвет» принимающих (поглощающих) трещин и параметры проницаемости в зависимости от градиента давления, расклинивающего давления, а каверновая (щелевидная) система постоянна. На этом основании мы полагаем, что изученные «механизмы» и алгоритмы борьбы с поглощениями в рифее, а также наработанный массив первичной информации по поглощениям, главным образом в наклонных и горизонтальных стволах, позволяет разделить, пусть с определенной долей условности, утечку и фильтрацию БР в трещинную (жильную) и каверновую (щелевидную) системы. Определяющую роль здесь играет

максимально точное исследование геодинамических условий на забое и в открытом горизонтальном стволе.

По мнению Ю. А. Кашникова и др. [4], процесс деформирования коллектора по системам трещин вследствие снижения пластового давления мало обратимый. Если допустить на начальном этапе разработки уменьшение $P_{пл}$, в последующем нельзя будет восстановить первоначальную продуктивность скважин. Если давление будет уменьшаться на большие величины, чем это заложено в расчетной модели, то накопленная добыча нефти снизится на 20–28 % от добычи, рассчитанной без учета деформаций. Выполненные исследования [4] убедительно доказывают, что при проектировании технологических показателей разработки обязательно необходимо учитывать деформации трещин в процессе эксплуатации, причем для всего ЮТМ. При этом снижение добычи нефти за счет уменьшения трещинной проницаемости будет тем больше, чем больше снижение пластового давления. В связи с этим *горизонтальные стволы (ГС) в зоне высоких значений продуктивности следует бурить в режимах с минимально возможным отклонением эквивалентного давления на забое ГС от величины $P_{пл}$, предупреждая процесс приоткрывания трещин*. А во избежание резкого уменьшения продуктивности скважин (особенно высокопродуктивных) следует испытывать ГС и эксплуатировать их на режимах при возможно меньших депрессиях [4], предотвращая тем самым резкое смыкание трещин и снижение трещинной проницаемости.

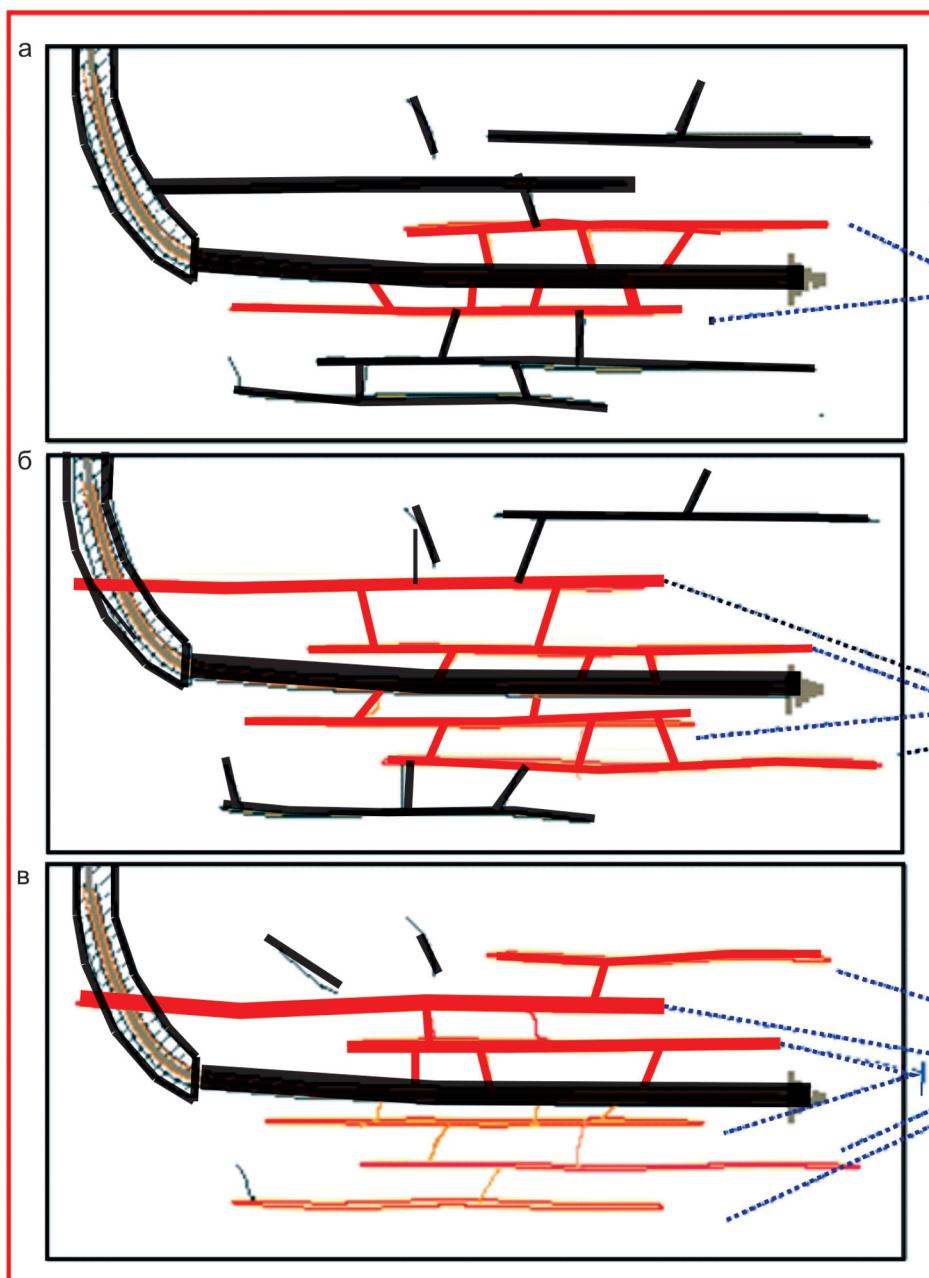
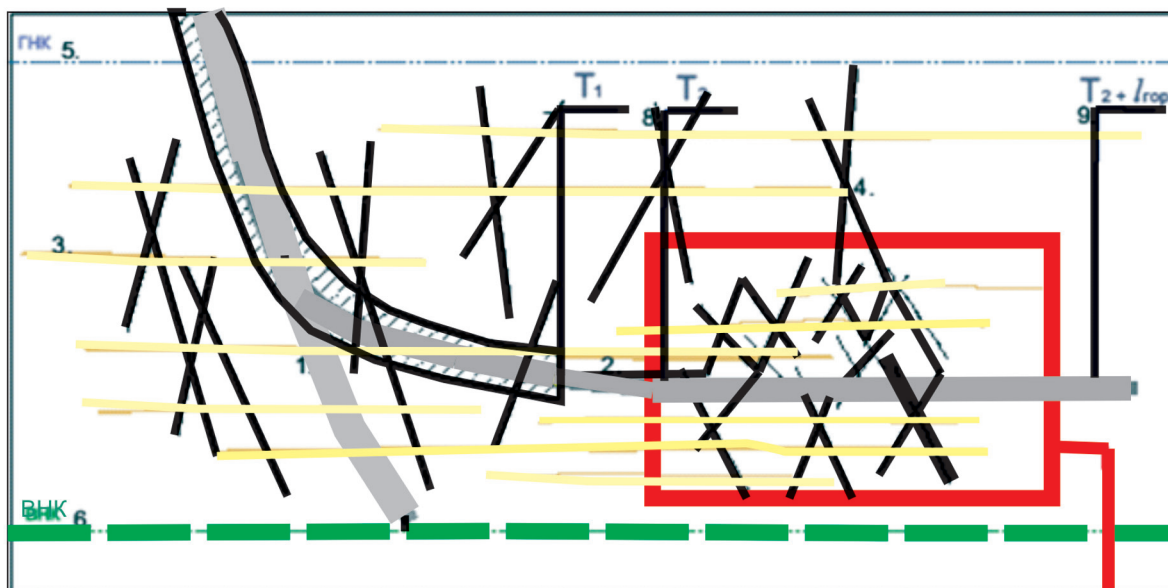
Новое представление о формировании перетока бурового раствора «ствол скважины – субвертикальная трещинная – субгоризонтальная каверновая (ЩК) системы» в цикле первичного вскрытия

Представляемая в данной работе модель строения рифейского резервуара [4, 9, 13] позволяет нам составить новое представление о формировании перетока бурового раствора в гидродинамической системе «открытый горизонтальный ствол скважины – трещинная – каверновая (ЩК) системы».

При проводке горизонтального ствола наблюдается явление «раскрытия» трещин, которое сопровождается поглощением бурового раствора.

Рис. 5. Последовательность подключения субгоризонтальных кавернозных прослоев и каналов (ЩК) к процессу формирования области репрессии и катастрофического поглощения в цикле первичного вскрытия горизонтальным бурением. Карбонатный рифей, Юрубченская залежь

1 – пилотный ствол (пробурен с отбором керна и ГИС); 2 – горизонтальный ствол (ГС); 3 – субгоризонтальные кавернозные прослои; 4 – субвертикальная трещиноватость; 5 – ГНК; 6 – ВНК; 7 – глубина посадки башмака обсадной колонны – 178 (T_1); 8 – точка начала ГС (T_2); 9 – $T_2 + L$ – текущий забой ГС, где L – текущая длина ГС; T_3 – конечный забой ГС. При открытии трещин до кавернозных прослоев, ближних в разрезе к горизонтальному стволу, наблюдается переток БР из открытого ствола в ближнюю систему – оранжевый цвет (а); рост $P_{экр}$ в кавернозной системе I уровня провоцирует утечку в следующую II систему кавернозных прослоев (б); переток БР в III систему по аналогии с а и б (в)



Первый уровень кавернозных прослоев, в который формируется переток БР из открытого горизонтального ствола

Заполнение следующего уровня пустотного кавернозного пространства где нефть замещена на БР, открытые трещины в следующий уровень

Переток в следующий уровень по той же схеме



Процесс увеличения проницаемости сопровождается формированием «давления утечки». Если рассмотреть в комплексе вопрос раскрытия трещин и формирования динамического давления утечки, то гидравлика этого процесса (рис. 5) опирается на следующие допущения: пластовое давление составляет **218 атм**; а давление на стенки трещины меньше пластового. Карты (рис. 6) отражают пониженное (относительно пластового давления флюида) значение горизонтальной составляющей горного давления на стенки трещин (по расчетам А. А. Конторовича). Левая (см. рис. 6) карта показывает, что для субвертикальной трещиноватости отсутствует область значений горизонтальной составляющей горного давления, превышающей пластовое. Следовательно, рост динамического давления бурового раствора ведет к росту давления пластовых флюидов в области гидравлического влияния на стенки трещин вокруг ствола скважины (ГС) [14, 20, 22].

При бурении целевого интервала горизонтального ствола одновременно происходит перемное воздействие, выраженное величиной эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) на несущий каркас коллектора и на флюидную систему, заполняющую каверны и трещины, которые обуславливают ответную реакцию горной выработки на циркуляцию – поглощение БР или нефтегазопоявление [3, 7, 14, 20, 22, 28, 29]. Тогда гидравлическая передача давления жидкостью (БР) при росте забойного давления в горизонте в ПЗП происходит по субвертикальной трещине (трещинам) через механизм «утечки» (рис. 7) в ближайшие к открытому горизонтальному стволу зоны кавернозности (см. рис. 5).

По существу, формируется переток из открытого ствола: из циркуляционной системы скважины в кавернозную систему № 1в и 1н (см. рис. 5). Проникновение перетекающего бурового раствора из ствола не происходит вертикально вниз и вверх дальше первых двух зон, пока давление в них не увеличится до давления утечки через субвертикальную трещинную систему в следующий уровень. Таким образом, ближняя зона кавернозности (по отношению к горизонтальному стволу) является зоной приоритетного проникновения бурового раствора при условии наличия градиента перетока, который для исследуемой фильтрационной системы минимален. При градиенте пластового давления в секции 152,4 мм $\gamma_{пл} = 0,883$, градиент начала поглощения $\gamma_{погл}$ при вскрытии ГС вертикальных открытых трещин раскрытостью более 3–5 мм оценивается в 0,887 (данные ООО «РН-КрасноярскНИПНефть»).

На рис. 6 наглядно показано, что составляющая горного давления на стенки трещин (давление утечки) значительно ниже, чем $P_{пл}$. Следовательно, бурение в проектном диапазоне динамических давлений обязательно приведет к перетоку по от-

крытым фильтрующим трещинам и к приоткрыванию и раскрытию, увеличению гидропроводности и к утечке БР из скважины либо на ВНК, либо в субгоризонтальные зоны кавернозности, в щелевидный коллектор.

Во время бурения горизонтального ствола, в динамическом режиме, когда включена циркуляция и $\gamma_{эжв} > \gamma_{пл}$, проницаемость ПЗП (залежи в околоствольной зоне, зоне влияния) меняется. Гидродинамические возмущения, рост давления в открытом стволе по трещинам передается в радиальном направлении, и утечка бурового раствора происходит в соответствии с эпюрой давлений «ствол – пласт» (каверново-трещинная система) при перераспределении (перетоке) БР «ствол – пласт». Однако после того как устойчивый переток сформируется, текущее давление в той каверновой системе, куда произошла утечка и идет переток, будет расти только в случае, если ее объем невелик и ограничен. И по мере заполнения этого объема рост давления в нем приведет к приоткрыванию трещин [14, 22] в следующую, выше- (и ниже-) лежащую субгоризонтальную систему кавернозности (ЩК) (см. рис. 5).

В случае, если вскрытая бурением ГС (соединенная трещинами) кавернозная система может аппроксимироваться как неограниченный пласт, процесс приоткрывания трещин в следующий уровень кавернозности маловероятен, он лишь не исключен теоретически. Это следует из принципа перераспределения давления, т.е. эквивалентное давление бурового раствора не увеличивает давление на трещины свыше градиента перетока.

Сформулированная гипотеза объясняет наблюдаемое явление выноса как неизменного (эмульсия на УВ-основе), так и расслоенного (нефть, дизель, техническая вода) бурового раствора в процессе очистки горизонтальных стволов скважин № ZZZ, YYY, XXX, XXY, XYU в цикле освоения на больших режимах (штуцер 14 мм, 18 мм) без подтягивания газа с ГНК и пластовых вод с ВНК. Сопоставим объем поглощенного раствора (1300–1500 м³) и объем выноса его на очистке. При дебите примерно 400–500 м³/сут основной объем поступит в горизонтальный ствол за 3–5 дней. Отсюда следует, что «работать» в открытом ГС на очистку будут те «щелевидные» системы кавернозности, которые соединены либо природными проницаемыми субвертикальными трещинами, либо трещинами, приоткрытыми в процессе гидравлических колебаний [14, 22] циркуляционной системы в первичном вскрытии горизонтальным стволом. Примем за аксиому, что переток из открытого горизонтального ствола в следующую кавернозную систему (см. рис. 5) начинается только при уравнивании $P_{эжв}$ в стволе и в уже гидравлически связанной с ним системой I на определенную величину (похожую на энергию активации в физике). Зна-



Рис. 6. Соотношение пластового давления и составляющей горного давления на стенки трещин (по А. А. Конторовичу, 2011)

чение «активации» перетока – это значение давления утечки (давления приоткрывания трещин на следующий уровень). Действительно, удержание $P_{экв}$ в открытом стволе в диапазоне, не превышающем P_y , позволило нам добиться некоторого снижения интенсивности поглощения в дальнейшем первичном вскрытии после прохождения пика интенсивности [3].

Изложенная версия трактовки геомеханического, геодинамического, гидравлического механизма утечек и длительных поглощений в открытые субгоризонтальные зоны кавернозности убедительно подтверждается наблюдениями за динамикой изменений интенсивности поглощений в процессе первичного вскрытия горизонтального ствола 1000 м в скважине (ZZZ) [3, 21, 27], которая пробурена на управляемом давлении (MPD) без использования колюматантов в буровом растворе (рис. 8). Детальное изучение результатов испытания скважин ХХУ, ZZZ, ХУУ позволило нам впервые высказать это новое предположение о строении коллектора, из которого вынос колюматанта наблюдается при очистке горизонтального ствола скважин ZZZ, ХУУ, пробуренных по классической технологии первичного вскрытия на репрессию с колюматацией зон поглощения.

В настоящее время, сопоставляя данные комплексных исследований керна с результатами горизонтального бурения и испытания продуктивного интервала разреза рифейской нефтяной залежи как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах, авторы настоящей статьи вновь приходят к заключению [9], что проблематика первичного

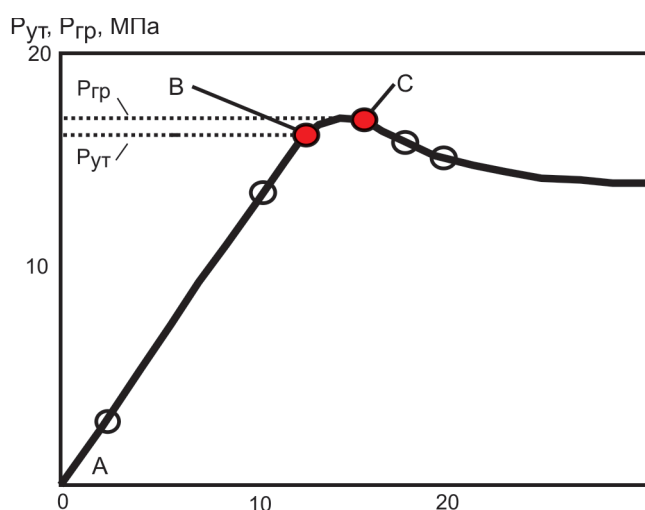


Рис 7. Пример регистрации давления утечки и гидро-разрыва коллекторов трещинного типа. Интервал «В–С» характеризует начало приоткрывания трещин и формирование процесса утечки бурового раствора из открытого горизонтального ствола в зону поглощения (по [22])

вскрытия, как и в последующем продуктивность скважин, контролируется **не столько наличием трещиноватости, сколько сочетанием зон развития кавернозных интервалов** (щелевидные пустоты) с интенсивной вертикальной трещиноватостью, с одной стороны, и гидродинамикой нефтяной залежи (АНПД) – с другой. Для повышения эффективности буровых работ необходима разработка такой концепции, в которой будет уделено внимание особенностям фильтрации, утечки, перетока бурового раствора в горизонтальные щелевидные пустоты через вертикальную трещиноватость, при-

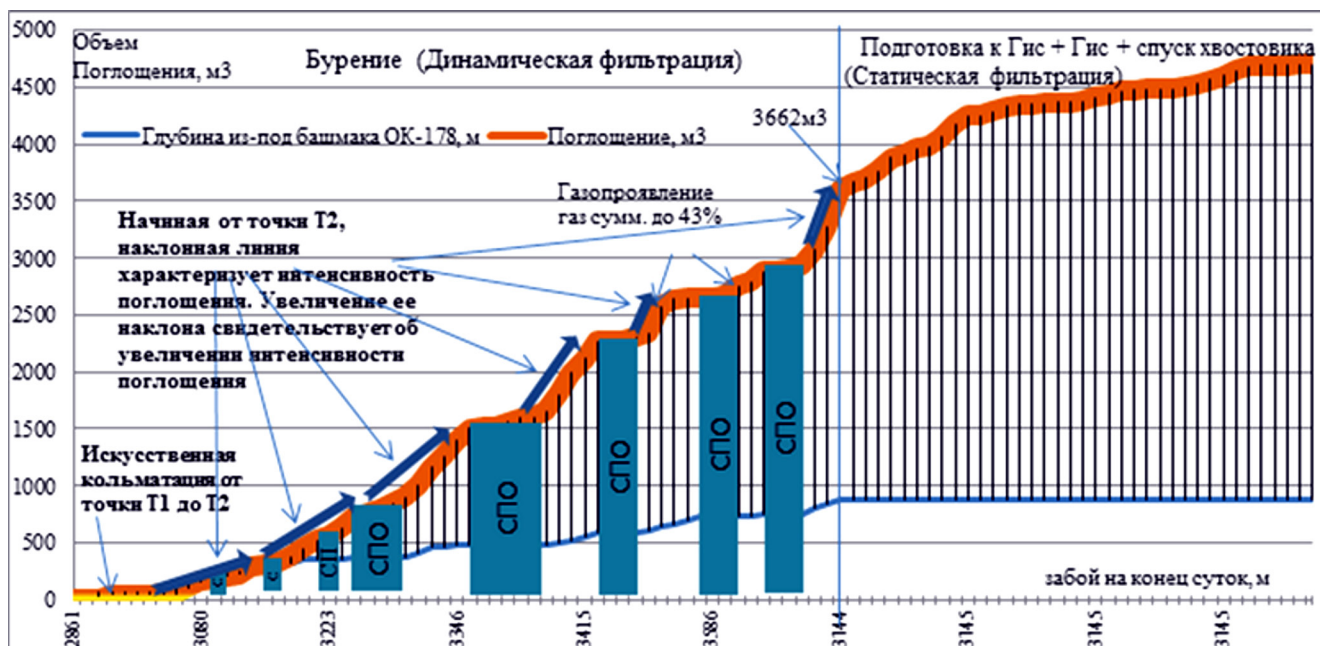


Рис. 8. Динамика поглощения бурового раствора («Мегадрилл») в процессе бурения горизонтального ствола большой протяженности на МРД. Рифей, Юрубченская залежь, ЮТМ (по [21])

чем с участием жидкого флюида (нефть, буровой раствор) в качестве расклинивающего агента (жидкости гидроразрыва).

Еще раз вернемся ко второму этапу исследований — испытанию открытого горизонтального ствола. Ранее наиболее распространенная гипотеза предполагала постепенное **перетекание объемов поглощенного бурового раствора на ВНК** под действием сил гравитации по субвертикальным каналам фильтрации — трещинам и кавернам. Очевидно, что при очистке горизонтального ствола скважины этот буровой раствор (его основной объем) будет получен в продукции скважины только на больших депрессиях, в смеси с пластовой водой — природными рассолами.

Если произойдет «подтягивание» подошвенных вод с ВНК по зоне субвертикальной аномально высокой проницаемости, то в продукции скважины будет наблюдаться определенный процент рассола с удельным весом $1,17 \text{ г/см}^3$. Однако в 2012–2014 гг. результаты испытания горизонтальных стволов протяженностью 1000 м, напротив, показали, что 80–90 % бурового раствора поступает в открытый ствол и на факельный амбар в первые несколько суток цикла очистки. Об этом свидетельствует стабильное содержание пресной воды в продукции скважины, входящей в состав бурового раствора «Мегадрилл». Тогда поглощенный объем бурового раствора (первые тысячи м^3) в цикле бурения горизонтального ствола скважи-



Рис. 9. Вынос кольматанта из коллектора нефтенасыщенной части залежи в процессе очистки горизонтального ствола 1000 м, пробуренного по традиционной технологии первичного вскрытия «на репрессии». Ниже факела на поверхности земли видна дорожка горящего кольматанта (по [27])



ны диаметром 152,4 мм распределится в **пустотном пространстве проницаемых трещин и каверн в нефтяной части залежи**.

Авторы настоящей статьи приходят к **выводу**, что распределение поглощенного бурового раствора реализуется по описанному здесь гидравлическому механизму через проницаемую и приоткрытую субвертикальную трещиноватость в субгоризонтальные «щелевидные» кавернозные системы (см. рис. 5). Отметим, что в ряде случаев характер поглощения (неизменность расхода и неполучение видимого результата кольматации) на практике связан именно с тем, что вскрытые горизонтальным стволом зоны катастрофического поглощения являлись именно карстовыми полостями с неизменяющимся просветом каналов, пустот («щелевидный» тип). Опираясь на концептуальные представления [1, 2, 8, 9, 13, 23, 24, 27], в ряде случаев наблюдавшихся провалов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) можно предположить прямое вскрытие горизонтальным стволом именно субгоризонтальных карстовых зон. Это можно объяснить следующим образом:

1. Провал КНБК со скачком мгновенной механической скорости и открытия поглощения без изменения внешних условий (расхода циркуляции, давления на насосах, эквивалентного забойного давления).

2. Близкие значения расхода бурового раствора вне зависимости от размера наполнителя.

3. Вынос (равномерный) кольматанта струей флюида в цикле очистки при испытании горизонтального ствола.

Существуют принципиальные отличия в характере «работы» зоны поглощения трещинного типа (от кавернового («щелевидного»)) [14, 22]:

- формирование давления «утечки» при росте $P_{\text{экв}}$ в открытом горизонтальном стволе (начало процесса поглощения);

- скачкообразное увеличение расхода, интенсивности поглощения при опрессовке интервала открытого ствола после прокачки пачки вязкоупругой смеси (ВУС);

- снижение расхода на поглощение при снятии $P_{\text{экв}}$ (вероятно, раскрытые при бурении трещины сжимаются до некоторого состояния, и это позволяет продолжать углубление скважины с одновременным приготовлением порций свежего бурового раствора).

Рассмотрим наблюдаемые процессы «разрыва циркуляции» в первичном вскрытии горизонтальным бурением нефтяной залежи в аспекте возможных практических действий по ее восстановлению. Традиционная технология бурения предполагает «открытый контур» (циркуляции). Существуют только **два крайних состояния** такой циркуляционной системы: **на полной (100 %) циркуляции** в случае бурения по непроницаемой части, по неколлектору так и происходит; все остальные случаи – **на**

поглощении, циркуляционная система «открывается» в зоне вскрытия трещинно-кавернового коллектора, при этом наблюдается частичная циркуляция, другая часть потока БР поглощается на забое скважины. Для управляемого бурения в условиях «разорванной» колонной циркуляции необходим переход к другой технологии и ее аппаратурному техническому решению, к **бурению с «замкнутым контуром»**. Замкнутый контур позволяет (через противовдавление на устье) контролировать давление в циркуляционной системе и при необходимости менять его в определенном диапазоне, регулируя таким образом текущее динамическое забойное давление в ГС.

Возвращаясь к алгоритму борьбы с поглощением при первичном вскрытии горизонтальным бурением кавернозно-трещиноватого коллектора [1], рассмотрим снижение удельного веса бурового раствора до значений, близких к градиенту пластового давления в статике. Углубление скважины предполагает циклы наращивания, собственно бурения и спуско-подъемных операций (СПО). При подъеме КНБК неизбежно наблюдается явление поршневания, которое приводит к подтягиванию пластовой нефти (газовый фактор равен примерно $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$) в открытый ствол. Периодическими промывками скважины эта пластовая нефть по циркуляции прокачивается в затрубное пространство и практически сразу дегазируется, превращаясь в двухфазную смесь нефти и «пачек» свободного газа. При продвижении вверх по затрубному пространству расширение этих «пачек» свободного нефтяного газа ведет к росту затрубного давления, что аналогично процессу газонефтеводопроявления (ГНВП). При бурении и СПО в условиях «замкнутого контура» процесс удается контролировать благодаря созданию противовдавления на поток затрубного пространства. Таким образом, технология с «замкнутым контуром» позволяет более надежно и безопасно реализовать первичное вскрытие кавернозно-трещинного коллектора, расширяя диапазон приемлемых колебаний забойного и затрубного давления.

Практикой бурения горизонтальных стволов большой протяженности в кавернозно-трещиноватом карбонатном коллекторе рифея на ЮТМ установлено, что по мере увеличения длины горизонтального ствола наблюдается несколько процессов, затрудняющих управление циркуляционной системой:

- Увеличение перепада $P_{\text{экв}}$ между башмаком эксплуатационной колонны и забоем, затрудняющее качественную промывку горизонтального ствола, а при вскрытых зонах поглощения (кавернозности и трещиноватости) делающее в принципе невозможным процесс промывки и бурения на проектных расходах циркуляции БР. Снижение расхода здесь применяется как мера борьбы с поглощением.



• Невозможность уменьшить эквивалентное забойное давление ниже величины перепада (получаем приток пластовой нефти в зоне T_2 при одновременном поглощении на забое).

• Потенциальное формирование шламовых пробок в затрубном пространстве в случае, если шлам не уходит в поглощающие зоны кавернозности.

Задачей геолого-технологического сопровождения горизонтального бурения ствола большой протяженности в таких исключительно сложных горно-геологических условиях, какие встречены нами на практике в трещинных и кавернозно-трещинных нефтенасыщенных карбонатах рифея, является установление приемлемого рабочего диапазона гидродинамических условий в горизонтальном стволе как для открытой циркуляционной системы, так и для закрытого контура с контролем забойного давления в версиях «MPD – на управляемом давлении» и «UBD – бурения на депрессии». Детализируя наше представление о сложном фильтрационном поле карбонатного коллектора Юрубченской нефтяной залежи рифея, сформулируем выводы.

1. Факты пересечения зоны субгоризонтального «щелевидного» коллектора наклонно-направленными пилотными стволами, а также периодического вскрытия субвертикальных зон трещинно-жильного, карстово-жильного коллектора горизонтальными скважинами – это основание для пересмотра и серьезной доработки концептуальной модели залежи применительно к задачам горизонтального бурения, корректировки проекта кустового бурения в части технологических решений по первичному вскрытию бурением высокопроницаемых зон.

2. Гидродинамические условия залежи дополнительно осложняют первичное вскрытие бурением, ограничивая допустимый диапазон эквивалентных забойных давлений. Поэтому технология первичного вскрытия рифейской карбонатной залежи горизонтальным стволом большой протяженности должна быть спроектирована именно под объект, который может характеризоваться катастрофическими поглощениями, т.е. под вскрытие зоны карстово-жильного типа с аномально высокой гидропроводностью, зоны провала КНБК [10, 17, 18, 20].

3. Важнейший прикладной аспект нашего вывода о расширении фактического диапазона проницаемости рифейских доломитов [2, 28]: в бурении по рифейскому коллектору даже кратное (в 2–3 раза) увеличение проницаемости отдельных участков ведет к увеличению интенсивности поглощения уже на репрессиях, на 1 % выше $P_{пл}$. Принимая во внимание случаи ухода кольматанта в зоны катастрофического поглощения (размерами до 12 мм) и отсутствие эффекта от изоляционных работ, наблюдаемое расширение диапазона проницаемости трещиноватых кавернозных долами-

тов от 1000 до 300000 мД можно считать исключаящим технологию первичного вскрытия рифея на репрессии [1, 2, 6, 20, 21, 28].

4. Рекомендуется бурение с замкнутым контуром «с контролем давления в циркуляционной системе – MPD» в сочетании с азотированием бурового раствора «на депрессии – UBD». Это единственная технология первичного вскрытия, которая не зависит от удельного веса применяемого раствора, исключает круглосуточные многонедельные поглощения, кольматацию как подход. При этом рабочий диапазон применения технологии UBD ограничен сложными гидродинамическими условиями самой залежи [20].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алгоритм** бурения горизонтального ствола в трещиноватых карбонатах рифея в условиях АНПД, Юрубчено-Тохомское НГКМ [Текст] / Р. У. Сираев, Р. Х. Акчурин, К. А. Чернокалов [и др.] // Вестн. ИргТУ. – 2013. – № 8(79).

2. **Аномально проницаемый** трещинно-жильный и карстово-жильный карбонатный коллектор в рифее, Юрубчено-Тохомское НГКМ (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) [Текст] / А. Г. Вахромеев, Е. М. Данилова, Р. К. Разяпов [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 4(20). – С. 49–60.

3. **Геологические** аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» [Текст] / А. Г. Вахромеев, В. М. Иванишин, Р. У. Сираев [и др.] // Бурение и нефть. – 2013. – № 11. – С. 30–35.

4. **Гидродинамическое** моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин [Текст] / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев, Р. К. Разяпов [и др.] // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2011. – № 4. – С. 104–107.

5. **Голф-Рахт, Т. Г.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов [Текст] / Т. Г. Голф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

6. **Инновационные** технологии первичного вскрытия нефтяной залежи с АНПД в трещиновато-кавернозных карбонатах в условиях АНПД, Юрубчено-Тохомское НГКМ [Текст] / В. М. Иванишин, Р. У. Сираев, Е. М. Данилова [и др.] // Вестн. ИргТУ. – 2014. – № 10(93). – С. 86–91.

7. **Инновационные** технологии первичного вскрытия рифейских карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами на Юрубчено-Тохомском НГКМ – применимость, эффективность бурения и геологические ограничения [Электронный ресурс] / В. М. Иванишин, Р. У. Сираев, Р. К. Разяпов [и др.] // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: матер. Всерос. науч. конф. молодых ученых, посвященной 80-летию акад. А. Э. Конто-



ровича. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2014. – Точка доступа: <http://ems2013.ipgg.sbras.ru>.

8. **Карстовая модель** рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения [Текст] / И. Е. Постникова, О. В. Постникова, Г. И. Тихомирова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 36–41.

9. **Концептуальная модель** строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения [Текст] / Н. М. Кутукова, К. М. Бирун, Р. А. Малахов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 4–7.

10. **Красильникова, Н. Б.** Определение эффективной пустотности каверново-трещинного карбонатного рифейского коллектора [Текст] / Н. Б. Красильникова, А. А. Антоненко // Промысловая геофизика в XXI веке. – М. : Изд-во РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – С. 59–62.

11. **Кутукова, Н. М.** Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны [Текст] / Н. М. Кутукова // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2009. – № 3. – С. 6–10.

12. **Ларская, Е. С.** Некоторые особенности строения рифейского Юрубченского резервуара в связи с проблемой его нефтегазоносности [Текст] / Е. С. Ларская, Е. А. Горюнова // Геология нефти и газа. – 1995. – № 4.

13. **Математическое** моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения [Текст] / И. О. Баяк, О. В. Постникова, В. И. Рыжиков [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 3. – С. 42–55.

14. **Мигурский, А. В.** Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов [Текст] / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев // Отечественная геология. – 2000. – № 1. – С. 56–59.

15. **Наклонно-направленное** бурение с отбором керна в сложных карбонатных коллекторах рифея на Юрубчено-Тохомском НГКМ [Текст] / Р. К. Разяпов, Р. У. Сираев, Е. М. Данилова [и др.] // 3th Irkutsk International Conference GEOBAIKAL – 2014: Extended Abstracts. – Irkutsk, 2014.

16. **Новые** подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири [Текст] / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин, В. А. Зеренинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 93–97.

17. **Отбор** керна в наклонно-направленных пилотных стволах в анизотропных карбонатных коллекторах рифея на Юрубчено-Тохомском НГКМ. 02.2014 [Электронный ресурс] / Р. У. Сираев, Е. М. Данилова, Р. К. Разяпов, А. С. Сорокин // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: матер. Всерос. науч. конф. молодых ученых, посвященной 80-летию акад. А. Э. Конторовича. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2014. – Точка доступа: <http://ems2013.ipgg.sbras.ru>.

18. **Разяпов, Р. К.** Геологическое сопровождение эксплуатационного горизонтального бурения

в рифейских карбонатах на Юрубчено-Тохомском НГКМ: проблематика и рекомендации [Текст] / Р. К. Разяпов, Р. У. Сираев, А. Г. Вахромеев // Материалы Всерос. конф. с участием иностранных ученых. – Новосибирск, 2013. – С. 35–39.

19. **Региональная** геологическая модель и нефтегазовый потенциал рифейских отложений Камовского свода Восточной Сибири [Текст] / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин, В. А. Зеренинов [и др.] // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : матер. 1-й науч.-практ. конф. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2014. – С. 188–191.

20. **Сверкунов, С. А.** Горно-геологические условия первичного вскрытия бурением карбонатного продуктивного пласта рифея на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения [Текст] / С. А. Сверкунов, Р. У. Сираев, А. Г. Вахромеев // Вестн. ИрГТУ. – 2013. – № 11.

21. **Сверкунов, С. А.** Анализ результатов первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальными стволами на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения [Текст] / С. А. Сверкунов, А. Г. Вахромеев // Вестн. ИрГТУ. – 2013. – № 8(79). – С. 53–58.

22. **Старощук, А. В.** Причины рапо-, нефте- и газопроявлений при бурении скважин с применением утяжеленных буровых растворов [Текст] / А. В. Старощук, В. С. Семенкин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2011. – № 4. – С. 90–93.

23. **Трофимук, А. А.** Определение емкости трещинных коллекторов по промысловым данным [Текст] / А. А. Трофимук // Тр. Всесоюз. совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа. – Л. : Гостоптехиздат, 1961. – С. 15–22.

24. **Фациальная** обусловленность развития коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции [Текст] / В. Г. Кузнецов, Н. М. Скобелева, В. Н. Маркова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 34–42.

25. **Харахинов, В. В.** Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции [Текст] / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – М. : Научный мир, 2011. – 420 с.

26. **Юрубчено-Тохомская** зона нефтегазоаккумуляции – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [Текст] / А. А. Конторович, А. Э. Конторович, В. А. Кринин [и др.] // Геология и геофизика. – 1998 – № 11. – С. 45–55.

27. **First** deep horizontal boreholes drilling and pumping for oil extraction (at) the Urubcheno-Tohomskoe oil-gas-condensate [Text] / A. G. Vakhromeev, R. U. Siraev, V. M. Ivanishin, R. K. Akchurin // 5th Saint



Petersburg International Conference & Exhibition 2012. – Saint Petersburg, 2012.

28. **The analysis** of absorption of flushing liquid when drilling wells in productive riphean deposits YuT NGKM – applied and theoretical aspects [Text] / A. G. Vakhromeev, V. M. Ivanishin, R. U. Siraev [et al.] // 3rd Irkutsk International Conference «GEOBAIKAL – 2014». – Irkutsk, 2014.

29. **Ways** of the decision of geology-technological problems at opening rife carbonate adjournment UTM [Text] / R. U. Siraev, V. Y. Nikitenko, V. M. Ivanishin, I. A. Burmistrov // 2nd Irkutsk International Conference «GEOBAIKAL – 2012». – Irkutsk, 2012.

REFERENCES

1. Siraev R.U., Akchurin R.Kh., Chernokalov K.A., et al. [Technique for horizontal wellbore drilling in fractured Riphean carbonates under abnormally low formation pressure, the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field]. *Vestnik IrGTU – IrGTU Bulletin*, 2013, no. 8 (79). (In Russ.).
2. Vakhromeev A.G., Danilova E.M., Razyapov R.K., et al. [Anomalous permeable fractured vein and karst vein carbonate reservoir in Riphean of the Yurubcheno-Tokhomskoye petroleum field (by field-geological data of horizontal drilling)]. *Geologiya i mineral'no-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2014, no. 4 (20), pp. 49–60. (In Russ.).
3. Vakhromeev A.G., Ivanishin V.M., Siraev R.U., et al. [Geological aspects of penetration into complex carbonaceous Riphean reservoirs while managed pressure drilling]. *Burenie i nef't' – Drilling and Petroleum*, 2013, no. 11, pp. 30–35. (In Russ.).
4. Kashnikov Yu.A., et al. [Hydrodynamic modeling of the top-priority exploration site of the Yurubcheno-Tokhomskoye field considering geomechanical effect of fracture closing]. *Razrabotka i ekspluatatsiya nef'tyanykh mestorozhdeniy – Development and operation of oil fields*, 2011, no. 4, pp. 104–107.
5. Golf-Rakht T.G. *Osnovy nef'tepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Foundation of petroleum geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. (In Russ.).
6. Ivanishin V.M., Siraev R.U., Danilova E.M., et al. [Innovative technologies of penetration in an oil pool in fractured-cavernous carbonates under abnormally low formation pressure, the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field]. *Vestnik IrGTU – IrGTU Bulletin*, 2014, no. 10 (93), pp. 86–91. (In Russ.).
7. Ivanishin V.M., Siraev R.U., Razyapov R.K., et al. [Innovative technologies of penetration into the Riphean carbonaceous reservoirs by horizontal wells at the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field – applicability, drilling efficiency, and geological constraints]. “Aktual'nye problemy geologii nef'ti i gaza Sibiri”: Mater. vserossiyskoy nauchnoy konf. molodykh uchenykh, posvyashchennoy 80-letiyu akademika A. E. Kontorovicha [“Topical issues of petroleum geology of Siberia”: Proc. of the All-Russia scientific conference of young scientists devoted to 80th anniversary of Acad. A. E. Kontorovich]. Novosibirsk, IPGG SB RAS, 2014. Available at: <http://ems2013.ipgg.sbras.ru>. (In Russ.).
8. Postnikova I.E., Postnikova O.V., Tikhomirova G.I., et al. [Karst model of the natural Riphean reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskoye field]. *Geologiya nef'ti i gaza – Petroleum Geology*, 2001, no. 3, pp. 36–41. (In Russ.).
9. Kutukova N.M., Birun K.M., Malakhov R.A., et al. [Conceptual structural model of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskoye field]. *Neftyanoe khozyaystvo – Petroleum Industry*, no. 11, 2012, pp. 4–7. (In Russ.).
10. Krasilnikova N.B., Antonenko A.A. [Measuring of effective void factor of cavernous-fractured Riphean carbonaceous reservoir]. *Promyslovaya geofizika v 21-m veke* [Oilfield geophysics in the 21st century]. Moscow, I. M. Gubkin RSU of Oil and Gas Publ., 2011, pp. 59–62. (In Russ.).
11. Kutukova N.M. [Model of the Riphean natural reservoir in the Yurubchen-Tokhomskoye zone]. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO «NK Rosneft'» – Research and Technology Bulletin of OAO NK Rosneft'*, 2009, no. 3, pp. 6–10. (In Russ.).
12. Larskaya E.S., Goryunova E.A. [Some features of the Riphean Yumbchensk reservoir structure in view of its oil and gas potential problem]. *Geologiya nef'ti i gaza – Petroleum Geology*, 1995, no. 4. (In Russ.).
13. Bayuk I.O., Postnikova O.V., Ryzhikov V.I., et al. [Mathematic simulation of anisotropic effective elastic properties of carbonaceous reservoirs with a complex structure]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Survey Technologies*, 2012, no. 3, pp. 42–55. (In Russ.).
14. Migurskiy A.V., Staroseltsev V.S. [Fault zones as natural fluid pumps]. *Otechestvennaya geologiya – National Geology*, 2000, no. 1, pp. 56–59. (In Russ.).
15. Razyapov R.K., Siraev R.U., Danilova E.M., et al. [Directional drilling with core sampling in complex Riphean carbonaceous reservoirs in the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field]. 3rd Irkutsk International Conference GEOBAIKA – 2014. Extended Abstracts. Irkutsk, 2014. (In Russ.).
16. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A., et al. [New approaches to geological modeling of fractured reservoirs in ancient complexes of the Eastern Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo – Petroleum Industry*, 2012, no. 11, pp. 93–97. (In Russ.).
17. Siraev R.U., Danilova E.M., Razyapov R.K., Sorokin A.S. [Core sampling in directional pilot boreholes in anisotropic Riphean carbonaceous reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field]. “Aktual'nye problemy geologii nef'ti i gaza Sibiri”: Mater. vserossiyskoy nauchnoy konf. molodykh uchenykh, posvyashchennoy 80-letiyu akademika A. E. Kontorovicha [“Topical issues of petroleum geology of Siberia”: Proc. of the All-Russia scientific conference of young scientists



devoted to 80th anniversary of Academician A. E. Kontorovich]. Novosibirsk, IPGG SB RAS, 2014. Available at: <http://ems2013.ipgg.sbras.ru>. (In Russ.).

18. Razyapov R.K., Siraev R.U., Vakhromeev A.G. [Geological support of horizontal production drilling in the Riphean carbonaceous rocks at the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate field: Issues and recommendations]. *Mater. vseross. konferentsii* [All-Russian conference proc.]. Novosibirsk, 2013, pp. 35–39. (In Russ.).

19. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A., et al. [Regional geological model and petroleum potential of the Riphean deposits of the Kama arch in the Eastern Siberia]. *Geologiya, geofizika i mineral'noe syr'e Sibiri. Mater. 1-y nauch.-prakt. konferentsii* [Geology, geophysics and mineral resources of Siberia. Proc. of the 1st research and practice conference]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2014, pp. 188–191. (In Russ.).

20. Sverkunov S.A., Siraev R.U., Vakhromeev A.G. [Geological and production settings of the Riphean carbonaceous producing bed drilling in the high-priority development site of the Yurubcheno-Tokhomskoye field]. *Vestnik IrGTU – IrGTU Bulletin*, Irkutsk, 2013, no. 11. (In Russ.).

21. Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G. [Analysis of results of productive formation penetration by horizontal boreholes in the high-priority development site of the Yurubcheno-Tokhomskoye field]. *Vestnik IrGTU – IrGTU Bulletin*, 2013, no. 8 (79), pp. 53–58. (In Russ.).

22. Staroshchuk A.V., Semenyakin V.S. [Reasons of brine, oil, and gas shows when drilling wells with the use of weighted drilling fluids]. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy – Development and Exploitation of petroleum fields*, 2011, no. 4, pp. 90–93. (In Russ.).

23. Trofimuk A.A. [Estimation of fractured reservoirs pore volume from field data]. *Tr. Vsesoyuz. Soveshch. po treshchinnyim kollektoram nefti i gaza*

[Proc. of the All-Russia meeting on fractured oil and gas reservoirs]. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1961, pp. 15–22. (In Russ.).

24. Kuznetsov V.G., Skobeleva N.M., et al. [Facies control on reservoir development in the Riphean deposits of the Yurubchen-Tokhomo petroleum accumulation zone]. *Geologiya nefti i gaza – Petroleum Geology*, 2006, no. 5, pp. 34–42. (In Russ.).

25. Kharakhinov V. V., Shlenkin S. I. *Neftegazonosnost' dokembriyskikh tolshch Vostochnoy Sibiri na primere Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniya* [Oil and gas in the pre-Cambrian deposits of the Eastern Siberia: A case study from the Kuyumba-Yurubchen-Tokhomo area of oil and gas accumulation]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2011. 420 p. (In Russ.).

26. Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.A., et al. [The Yurubchen-Tokhomo petroleum accumulation zone as a principal target of regional survey and prospecting in the Upper Proterozoic of the Lena-Tunguska petroleum province]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1998, no. 11, pp. 45–55. (In Russ.).

27. Vakhromeev A.G., Siraev R.U., Ivanishin V.M., Akchurin R.K. First deep horizontal boreholes drilling and pumping for oil extraction at the Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas-condensate. *5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition 2012*. Saint Petersburg, 2012.

28. Vakhromeev A.G., Ivanishin V.M., Siraev R.U. et al. The analysis of absorption of flushing liquid when drilling wells in productive riphean deposits YuT NGKM – applied and theoretical aspects. *3rd Irkutsk International Conference «GEOBAIKAL – 2014»*. Irkutsk, 2014.

29. Siraev R.U., Nikitenko V.Y., Ivanishin V.M., Burmistrov I.A. Ways of the decision of geology-technological problems at opening of new carbonate ad-journment UTM. *2nd Irkutsk International Conference «GEOBAIKAL – 2012»*. Irkutsk, 2012.

© А. Г. Вахромеев, Р. К. Разяпов, О. В. Постникова, Н. М. Кутукова, С. А. Сверкунов, Р. У. Сираев, 2015

ВАХРОМЕЕВ Андрей Гелиевич, Иркутский филиал ООО «РН-Бурение», Иркутск, гл. геолог, д. г.-м. н. E-mail: VakhromeevAG@ifrbn.ru

РАЗЯПОВ Радий Киньябулатович, ОАО «Востсибнефтегаз», Красноярск, гл. геолог, к. г.-м. н. E-mail: RazyapovRK@vsnk.ru

ПОСТНИКОВА Ольга Васильевна, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва, д. г.-м. н., проф.

КУТУКОВА Наталья Михайловна, ОАО «НК «Роснефть», Москва, гл. специалист. E-mail: nm_kutukova@rosneft.ru

СВЕРКУНОВ Сергей Александрович, Иркутский филиал ООО «РН-Бурение», гл. инженер

СИРАЕВ Рафаил Ульфатович, Иркутский филиал ООО «РН-Бурение», Иркутск, гл. инженер ИТС. E-mail: siraev.rafail@ifrbn.ru

VAKHROMEYEV Andrey, DSc, Irkutsk Branch of OOO RN-Burenie, Irkutsk, Russia. E-mail: VakhromeevAG@ifrbn.ru

RAZYAPOV Rادی, PhD, OAO Vostsibneftegaz, Krasnoyarsk, Russia. E-mail: RazyapovRK@vsnk.ru

POSTNIKOVA Olga, DSc, Professor, I. M. Gubkin RSU of Oil and Gas, Moscow, Russia

KUTUKOVA Natalya, OAO NK Rosneft, Moscow, Russia. E-mail: nm_kutukova@rosneft.ru

SVERKUNOV Sergey, IF RN-Burenie, Irkutsk, Russia

SIRAEV Rafail, Irkutsk Branch of OOO RN-Burenie, Irkutsk, Russia. E-mail: siraev.rafail@ifrbn.ru