

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРНОМОРСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

PROBLEMS OF DEPOSITS DEVELOPMENT OF THE BLACK SEA SHELF OF RUSSIA

Р. У. Рабаев

Ruslan U. Rabaev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Изучение и развитие нефтегазовых территорий позволяет определить стратегию развития относительно новой морской нефтегазовой подотрасли. Значительное развитие получили техника и технология разведки, добычи и транспорта нефти и газа в акваториях морей и океанов. Разработаны конструкции стационарных, самоподъемных, полупогружных платформ, буровых судов. Особенности условия морских месторождений углеводородов требуют поиска новых подходов к широкому комплексу вопросов, связанных с обоснованием выбора принципиальных схем разработки месторождений и их последующего обустройства с учетом объемов добычи, физико-химических свойств флюида, гидрометеорологических условий, удаленности от берега, глубины моря, степени освоенности (развитости) береговой инфраструктуры, основного назначения добытой продукции и еще ряда других факторов.

Проблемы освоения ресурсов нефти континентального шельфа внутренних морей (Балтийское, Черное, Каспийское, Азовское) сохраняют свою актуальность для развития топливно-энергетического комплекса России.

В статье рассмотрены геолого-промысловые условия разработки морских месторождений углеводородов, открытых на шельфе Черного моря, а также актуальные проблемы первичного вскрытия пластов при бурении, процесса освоения скважин, реализации систем разработки, эффективного применения геолого-технических мероприятий и технологий их реализации.

The study and development of oil and gas territories makes it possible to determine the development strategy for a relatively new offshore oil and gas sub-industry. The technique and technology of prospecting, production and transportation of oil and gas in the waters of the seas and oceans has received significant development. Designs of stationary, jack-up, semi-submersible platforms, drilling ships have been developed. The special conditions of offshore hydrocarbon deposits require the search for new approaches to a wide range of issues related to the substantiation of the choice of conceptual schemes for the development of deposits and their subsequent construction, taking into account production volumes, physical and chemical properties of the fluid, hydrometeorological conditions, distance from the coast, sea depth, degree of development of coastal infrastructure, the main purpose of the extracted products and a number of other factors.

The problems of developing oil resources on the continental shelf of the internal seas (Baltic, Black, Caspian, Azov) remain relevant for the development of the fuel and energy complex of Russia.

Ключевые слова

нефть; газ; газоконденсат;
углеводороды; шельф; ресурсы;
газоперспективные структуры;
структура запасов углеводородов

Key words

oil; gas; gas condensate;
hydrocarbons; fuel equivalent; shelf;
resources; reserves; gas-perspective
structures; structure of reserves

The article considers the geological and field conditions exploration of offshore hydrocarbon deposits discovered on the Black Sea shelf and the actual problems of primary drilling during drilling, in the process of developing wells, implementing development systems, and effectively applying geological and technical measures and technologies for their implementation.

Изучение и развитие нефтегазовых территорий позволяет определить стратегию развития относительно новой морской нефтегазовой подотрасли. Значительное развитие получили техника и технология разведки, добычи и транспорта нефти и газа в акваториях морей и океанов [1, 2]. Разработаны конструкции стационарных, самоподъемных, полупогружных платформ, буровых судов. Особенности морских месторождений углеводородов (УВ) требуют поиска новых подходов к широкому комплексу вопросов, связанных с обоснованием выбора принципиальных схем разработки месторождений и их последующего обустройства с учетом объемов добычи, физико-химических свойств флюида, гидрометеорологических условий, удаленности от берега, глубины моря, степени освоенности (развитости) береговой инфраструктуры, основного назначения добытой продукции и еще ряда других факторов [1, 2].

Как показали результаты исследований [1–9], проблемы освоения ресурсов нефти континентального шельфа внутренних морей (Балтийское, Черное, Каспийское, Азовское) сохраняют свою актуальность для развития топливно-энергетического комплекса России.

Изучением геологии и нефтегазоносности шельфа южных морей занимались А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, С.А. Алиева, Б.М. Авербух, И.Ф. Глузов, А.А. Новиков, Б.В. Сенин, Я.П. Маловицкий, У.С. Карабалин, Д.М. Мурзагалиев, И.С. Джафаров, В.Ю. Керимов, Г.Я. Шилов, В.И. Мицевич, М.К. Иванов и др. [2, 3].

Геологическое строение Черноморской акватории и пролегающего континентального склона детально освещено в работах Д.А. Туголесова (1985 г.), О.В. Пинуса (2014 г.), Г. Георгиева (2012 г.), Г. Лонеску (2002 г.), О.И. Хрящевской, Д.В. Надежкина (2012 г.) [3].

Как показал обзор научно-технической литературы, касающейся вопросов освоения шельфовых месторождений южных морей, в настоящее время шельфовые газовые и газоконденсатные месторождения черноморского шельфа характеризуются рядом нерешенных проблем, выявленных: при первич-

ном вскрытии пластов, в процессе освоения скважин, при реализации систем разработки, эффективного применения геолого-технических мероприятий и технологий.

Проблемы бурения скважин

Вопросами разработки технических конструкций для бурения нефтяных и газовых скважин на море занимались В.Г. Кузнецов, С.Г. Скрыпник, В.Н. Поляков, В.Л. Михеев и др.; вопросами предупреждений осложнений в бурении — А.А. Третьяк, Н.Г. Деминская, Ю.М. Рыбальченко, В.Д. Городнов, М.Л. Бурда, С.А. Онофриенко, В.Д. Городнов, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий, С.А. Шамапов, П.А. Фролов, В.Ф. Чихоткин и др. [8, 9].

Актуальной для черноморских месторождений является проблема первичного вскрытия пластов при бурении. Основные объекты разработки месторождений Черноморского шельфа связаны с промышленно газоносной продуктивной толщей нижнего палеоцена. Отложения палеоцена представлены известняками и мергелями со специфической литологией и структурой порового пространства. Коллекторами здесь являются органогенно-детритовые трещиноватые известняки с прослоями трещиноватых мергелей, которые имеют достаточно высокую пористость и низкую проницаемость. Последнее связано с седиментационными (первичными) мелкими порами органогенного материала. Сам органогенный материал очень мелкий, размерами от 0,01 до 0,05 мм. Пустотное пространство представлено многочисленными полыми порами и микротрещинами, открытыми или заполненными кристаллическим карбонатным материалом. Трещиноватость развита в виде тонкого различного направления трещин, частично залеченных глинистым битумом, пиритом, глауконитом и зернами кварца. Проницаемость обеспечивается, в основном, трещиноватостью и стилолитами. Тип коллектора — трещинно-поровый. Такого типа коллекторы очень чувствительны к закупорке, и призабойная зона кольматируется на значительную глубину фильтратом промывочной жидкости и твердой фазой, которая проникает в трещины, раскрывающиеся во время значи-

тельных репрессий. Экспериментальными исследованиями и практикой установлено, что сохранение фильтрационных свойств трещинных коллекторов обеспечивается при репрессии на пласт не выше 9–10 % от величины пластового давления. Поэтому при текущем пластовом давлении 13,2 и 13,9 МПа величина репрессий не должна превышать 1,7–1,9 МПа соответственно [1].

Следует отметить, что во время бурения действующих эксплуатационных скважин во многих случаях величина репрессии значительно превышала допустимую величину. Это приводило к значительному раскрытию существующих трещин и глубокому проникновению твердой фазы глинистого раствора в призабойную зону пласта, его закупорке и значительному снижению производительности скважины большинства месторождений [5].

Принимая во внимание отрицательный опыт освоения и последующей разработки месторождений Черноморского шельфа, а также перспективы дальнейших поисково-разведочных работ, связанных с открытием новых структур более мелкого порядка в карбонатных отложениях палеоцена, существует актуальная проблема поиска новых технологических решений для разбуривания продуктивных залежей, представленных мелкой структурой [2]. В частности, высокую эффективность, сохранность природных коллекторских свойств пород при вскрытии карбонатных коллекторов с наличием трещин на месторождениях суши показали полимерные растворы. Применение полимерных растворов позволяет регулировать значение дифференциального давления и бурить сбалансированно, когда гидростатическое давление равно пластовому, при этом уменьшается вероятность поглощения бурового раствора и затажек бурового инструмента [5, 6, 8].

Следует отметить, что данный вопрос требует тщательного всестороннего обоснования.

Проблемы разработки продуктивных залежей

Вопросами эффективного освоения шельфовых месторождений нефти и газа занимались В.М. Васильцова, Т.К. Ахмеджанов, А.С. Ыскак, И.А. Суворова, У.С. Караалин, М.М. Ермаков, А.Б. Золотухин, О.Т. Гудместад, А.И. Ермаков, Б.А. Соколов, А.Б. Сулейманов, С.В. Попович, Р. Гудфеллоу, Ж.Л. Шасеро, С.И. Иванов и др. [7–10].

Начальная стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений Черноморского шельфа характеризуется преимущественно газовым режимом работы пластов. Газоконденсатные залежи относятся к залежам пластового и массивного типов. Для большинства месторождений характерно отсутствие активного влияния законтурной области в процессе разработки газоконденсатных залежей [1].

Общей проблемой в условиях низкого энергетического состояния пластовых систем является снижение продуктивности в процессе эксплуатации скважин. Основные объекты разработки преимущественно сложены карбонатными отложениями, характеризующимися наличием естественной трещиноватости. Зачастую при снижении пластового давления за счет смыкания трещин наблюдается снижение их проницаемости. По результатам интерпретации газодинамических исследований (ГДИ) ряда скважин установлено, что снижение газопроницаемости пласта отмечается преимущественно при росте пластового давления, что указывает на две вероятные причины: 1) продвижение фронта краевой воды; 2) подъем газовой воды контакта.

Вторжение воды в газовую залежь, с одной стороны, приводит к поддержанию пластового давления, при этом за счет подъема контакта уменьшается газонасыщенная толщина, а за счет увеличения водонасыщенности снижается фазовая проницаемость по газу. Дополнительным косвенным свидетельством вторжения воды в газовую залежь являются отмечаемые по результатам кривых восстановления давления (КВД) перераспределения фаз после остановки скважины, что характерно для обводняющихся скважин. Выполненный геолого-промысловый анализ данных эксплуатации скважин на одном из месторождений также свидетельствует о снижении проводимости пласта по газу за счет вторжения воды в газовую залежь.

Динамика показателей разработки скважин показывает стабильную работу скважин на протяжении долгого времени, после чего отмечается резкое снижение их продуктивности. Высокий рост водогазового фактора на поздней стадии падения добычи или завершающей стадии разработки является, как правило, следствием проявления конусообразования, что характерно для продуктивных пластов нижнепалеоценового возраста.

Большая часть открытых на шельфе Черного моря месторождений находится на завершающей стадии разработки, при которой возобновление роста добычи газа и конденсата возможно только в случае открытия новых залежей. В связи с этим является перспективным проведение сейсморазведочных работ по уточнению геологического строения, выполнение работ по прогнозированию зон распространения промысловых пород-коллекторов и разработка эффективных технологий качественного вскрытия низкопористых пластов с пониженным пластовым давлением.

Осложнения в процессе добычи

Для газоконденсатных месторождений являются существенными различного рода осложнения, возникающие в процессе эксплуатации скважин. Главным образом, к таким осложнениям относятся коррозия газопромышленного оборудования, гидратообразование, вынос песка, кольматация при низких пластовых давлениях, обратная конденсация углеводородной смеси [8, 11, 12].

Коррозия газопромышленного оборудования связана с наличием в пластовом газе различных агрессивных компонентов, которые в присутствии воды (подошвенной или конденсационной) вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию поверхности скважинного и наземного оборудования. Таким агрессивным компонентом в газе Штормового месторождения может быть двуокись углерода (0,86 % объемн.).

Обобщение данных по углекислотной коррозии на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края показывает, что коррозия фонтанных труб начинается с глубины 800–1200 м, возрастая в направлении устья, хотя при высоких температуре и минерализации пластовой воды корродирует практически вся колонна труб. Скорость коррозии гладкой поверхности труб составляет 0,2–1,0 мм/год, нижней части труб и резьбовых соединений чуть больше — до 4 мм/год. В фонтанной арматуре самая сильная коррозия наблюдается в местах резкого изменения направления движения газожидкостного потока и носит в основном язвенный характер. В промышленных газопроводах максимально корродирует нижняя часть труб, в местах движения электролита. В верхней части труб скорость коррозии значительно меньше. Самым распространенным методом борьбы с коррозией является применение ингибиторов, которые создают защит-

ную пленку на поверхности металла и препятствуют контакту металла с электролитом.

Для поддержания надлежащего технического состояния эксплуатационных колонн, насосно-компрессорных труб и наземного оборудования необходимо осуществлять дозированную подачу жидких ингибиторов в затрубное пространство с помощью приустьевых ингибиторных установок.

Анализ промышленных материалов показывает, что эксплуатация скважин сопровождалась достаточно интенсивным гидратообразованием. Основным фактором, который создает условия для образования кристаллогидратов, является наличие в газе конденсата, а содержание в газе двуокиси углерода приводит к дополнительному увеличению температуры образования гидратов. Во время промышленного освоения запасов газоконденсатного месторождения для предупреждения гидратообразования стоит использовать опыт решения этой проблемы, приобретенный за предыдущий период разработки.

В процессе эксплуатации скважин, особенно после обработки карбонатного коллектора растворами кислот и на конечной стадии разработки месторождения, с появлением в продукции пластовой воды могут возникнуть осложнения, связанные с образованием и отложением неорганических солей в стволах скважин, трубопроводах и промышленном оборудовании. Для предупреждения отложений карбонатных и сульфатных солей на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и на промышленном оборудовании наиболее эффективными ингибиторами считаются фосфатно-органические соединения. Широкое применение в газовой промышленности получили ингибиторы отложения солей на основе оксиэтилодендифосфоновой (ОЭДФ), нитрилотриметилфосфоновой (НТФ) кислот и другие. Указанные ингибиторы замедляют процесс накопления солей в результате сорбции их микрокристаллов.

Таким образом, при промышленном освоении месторождения может возникнуть необходимость одновременной борьбы с коррозией газопромышленного оборудования, гидратообразования и отложениями солей. В такой ситуации целесообразным и экономически выгодным было бы применение смеси ингибиторов (комплексный ингибитор). Одна из таких композиций, например, могла бы содержать метанол, ингибитор солеотложений

НТФ и любой ингибитор для борьбы с углекислотной коррозией (УКС-1, ВЖС, ГРМ).

Разработка газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии сопровождается обратным выпадением конденсата в пласте и стволе скважины, в результате этого ухудшается продуктивная характеристика добывающих скважин. Низкие уровни отборов газа, особенно на поздней стадии разработки, значительно усложняют вынесение на дневную поверхность выпавшего конденсата и воды. В определенной степени это устраняется заменой насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра (60,3; 48 и 36 мм).

Кроме этого, эффективность вынесения жидкости с забоя скважины повышается с увеличением глубины спуска НКТ. Промышленный опыт подтверждает, что наиболее оптимальной глубиной спуска фонтанных труб является середина интервала перфорации.

При невозможности обеспечить условия выноса жидкости подбором соответствующих диаметров НКТ и глубины их опускания приходится принимать дополнительные меры. К таким мерам можно отнести подачу на забой скважин различных пенообразующих соединений. В результате физико-химического воздействия на газожидкостный поток в стволе скважины уменьшаются потери давления, растут дебиты газа и продолжается период стабильной эксплуатации скважин за счет собственной энергии сжатого газа. Тип поверхностно-активных веществ (ПАВ) и их оптимальную концентрацию следует выбирать по результатам лабораторных исследований или по аналогии с уже внедренными на соседних месторождениях. При применении жидких пенообразователей их подачу на забой скважин осуществляют с помощью дозирующих насосов или самотечением под действием гравитационных сил. Наиболее рациональная технология централизованной закачки ПАВ в скважины по ингибиторопроводам та, которая обеспечивает высокую надежность подачи и точность дозирования реагента-пенообразователя, при необходимости вместе с ингибиторами коррозии, гидратообразования и солеотложений. Количество ПАВ для выноса пластовой жидкости и количество растворителя (технической воды) для приготовления рабочего раствора соответственно рассчитываются. На практике при обработках скважин преимущественно исполь-

зуют водные растворы с массовой концентрацией ПАВ 5–30 %. Нагнетание ПАВ в скважину целесообразно осуществлять с помощью дозирующих насосов.

В последние годы на отечественном рынке появились высокоэффективные ПАВ нового поколения, применение которых для периодических обработок призабойной зоны и добавки в жидкость глушения и промывки может повысить эффективность процесса добычи газа.

Отдельной проработки требует проблема активного пескопроявления на вторичных объектах. Примером могут служить залежи майкопской серии Архангельского месторождения, состоящие в основном из песчано-алевролитовых пород, разделенных глинистыми прослойками, характеризующиеся низкой проницаемостью и газонасыщенностью коллекторов, наличием в пластах значительного количества связанной воды, что затрудняет поступление пластовых контурных вод и обуславливает преимущественно газонапорный режим разработки залежей. Данный факт подтверждается результатами опытно-промышленной эксплуатации скважин.

Коллекторы майкопской пачки имеют значительно худшие первичные характеристики и со временем они значительно ухудшаются. Причиной ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), как показывают данные испытаний, является образование песчано-глинистых пробок по причине преобладания особого типа коллектора, который эксплуатируется с осложнениями — активным пескопроявлением. Данное явление еще больше обостряется в условиях моря и в наклонно-направленных скважинах. Кроме того, частицы породы при движении вызывают абразивный износ оборудования.

На сегодняшний день проблема пескообразования полностью не решена. Активная газогидродинамика в зоне пласт — скважинах приводит к разрушению фильтров, и, как минимум, быстрому увеличению диаметра отверстий в фильтрах.

Очевидным плюсом пластов майкопской серии является наличие обширной чисто-газовой зоны, что позволяет дополнительно снизить риски преждевременного обводнения скважин от краевых вод [1, 2].

Проблемы повышения продуктивности скважин

Актуальна проблема повышения продуктивности скважин с применением эффектив-

ных составов и их реализация в надводных и подводных технологиях, адаптированных к геолого-промысловым и ограниченным инфраструктурным условиям.

Практика эксплуатации морских сооружений показывает, что срок их годности составляет около 40 лет [3, 14]. Принимая во внимание этот факт, перспективны решения, направленные на сокращение сроков выработки запасов УВ, в том числе с применением технологий активного стимулирования добычи.

Основные направления повышения коэффициентов конечной газо- и конденсатоотдачи месторождений в завершающей стадии связаны с бурением новых скважин с горизонтальным окончанием и боковых стволов, применением ОПЗ и потокоотклоняющих технологий [13–16]. Бурение боковых и горизонтальных стволов позволяет значительно увеличить зону дренирования пласта и эксплуатировать скважины на шадящих депрессиях [7].

Физические методы воздействия на призабойную зону пласта (различные виды гидро-разрыва) на отложения майкопа имеют ограниченное применение. Из химических методов в соответствии с литологией применяются глинокислотные (майкопский горизонт) и солянокислотные (тортонский горизонт) обработки [14, 15]. Низкая эффективность методов и сложность реализации технологий в морских условиях требуют также детального изучения вопросов лабораторных исследований новых высокоэффективных кислотных составов с последующей разработкой технологий, адаптированных к условиям разработки месторождений черноморского шельфа [1].

Проблемы транспортировки углеводородов

Для большинства месторождения северо-западной части акватории Черного моря, удаленных от берега (35–55 км), актуальна проблема транспорта углеводородов в промысловых системах [1–3]. Транспортировка неподготовленной скважинной продукции нередко приводит к скоплению сконденсированной влаги в самых низких точках прокладки газопровода, что значительно увеличивает потери давления на трение. Проблема

частично решается путем периодической очистки полости трубопровода поршнем через предварительно установленные узел пуска поршня на БК и ЦТП и узел приема поршня на выходе из газопровода.

Для обеспечения проведения исследований на стационарных режимах каждой отдельной скважины в газопровод на блок-кондукторах установлены дросселирующее устройство для создания противодействия на пласт, исследовательский сепаратор для отражения сконденсированной влаги и устройство замера мгновенного дебита с возможностью переключения на исследовательскую линию любой скважины.

Жидкость, сбрасываемая из сепараторов, выводится по направлениям:

- вода технологическая — на баржу с последующим вывозом на сушу или в специальную (погашающую) скважину, проект которой должен быть согласован с надзорными органами;
- отработанные нефтепродукты — сливаются в контейнер и вывозятся судном на берег.

Нерешенным остался вопрос предупреждения гидротообразования. Разработка технологии подачи ингибитора гидратообразования в комплексе с решением сопутствующих проблем позволит значительно повысить эффективность работы морских газопроводов.

Вывод

Таким образом, актуальными задачами на современном этапе освоения месторождений черноморского шельфа остаются:

- методическое обоснование систем разработки продуктивных пластов;
- поиск новых технологических решений разбуривания мелких структур;
- повышение эффективности выработки запасов из низкопродуктивных пластов;
- разработка новых составов повышения продуктивности скважин и их реализация в надводных и подводных технологиях, адаптированных к геолого-промысловым и ограниченным инфраструктурным условиям;
- разработка технологии повышения эффективности транспорта углеводородов в промысловых системах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шахметов А.И., Рабаев Р.У. Перспективы развития проектов по освоению шельфовых месторождений нефти и газа в России // Булатовские чтения: матер. Междунар. науч.-практ. конф. Краснодар: «Издательский Дом — Юг», 2018. Т. 2–2. С. 232–235.

2. Иванов С.И. Прогнозные оценки углеводородных ресурсов на морских месторождениях Азово-Черноморского шельфа. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. 71 с.

3. Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. СПб.: Недра, 2005. 384 с.

4. Сырьевой комплекс России // Информационно-аналитический центр «Минерал». URL: <http://www.mineral.ru/Facts/regions/index.html> (дата обращения: 27.08.2020).
5. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях: дис. ... канд. техн. наук. М.: РГГРУ, 2009. 150 с.
6. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. № 1. С. 13–15.
7. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2006. № 7. С. 56–61.
8. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas Journal Russia. 2011. № 11. С. 52–57.
9. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости. Новочеркасск: Лик, 2014. 374 с.
10. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю., Борисов К.А., Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 28–31.
11. McPhee C., Farrow C., McCurdy P. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples // Formation Damage Control: Materials of SPE International Symposium and Exhibition. Lafayette, Louisiana, USA. 2006. SPE-98110-MS. DOI: 10.2118/98110-MS.
12. Arukhe J., Uchendu C., Nwoke L. Horizontal Screen Failures in Unconsolidated, High-Permeability Sandstone Reservoirs: Reversing the Trend // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA. 2005. SPE-97299-MS. DOI: 10.2118/97299-MS.
13. Bogaert P., Cavazzoli G., Perez D.R., Guimaraes C., Trummer S., Lungwitz B. World's First Combined Acid Stimulation of Horizontal Openhole Gravel-Pack Application of Coiled-Tubing, Dynamically Positioned Vessel, and Floating Production, Storage, and Offloading, Deepwater Offshore Brazil // Coiled Tubing and Well Intervention: Materials of SPE/ICoTA Conference and Exhibition. Woodlands, Texas, USA. 2007. SPE-106546-MS. DOI: 10.2118/106546-MS.
14. Смурыгин В.И., Рабаев Р.У., Блинов С.А., Бакишев Т.Б., Султанов Ш.Х. Обоснование технологии интенсификации добычи газа из продуктивных пластов с различными типами коллекторов в условиях месторождений морского шельфа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 2. С. 75–82. DOI: 10.18799/24131830/2019/2/95.
15. Смурыгин В.И., Рабаев Р.У., Муслимов Б.Ш., Султанов Ш.Х. Обоснование причин снижения продуктивности скважин газовых и газоконденсатных месторождений на морском шельфе // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 1 (61). С. 46–51.
- Oil and Gas Deposits in Russia]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Bulatovskie chteniya»* [Materials of the International Scientific and Practical Conference «Readings Name of A.I. Bulatov»]. Krasnodar, «Izdatel'skii Dom — Yug» Publ., 2018, Vol. 2–2, pp. 232–235. [in Russian].
2. Ivanov S.I. *Prognoznye otsenki uglevodorodnykh resursov na morskikh mestorozhdeniyakh Azovo-Chernomorskogo shel'fa* [Forecast Estimates of Hydrocarbon Resources in the Offshore Fields of the Azov-Black Sea Shelf]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2004. 71 p. [in Russian].
3. Dzhafarov I.S., Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya. *Shel'f, ego izuchenie i znachenie dlya poiskov i razvedki skoplenii nefi i gaza* [The Shelf, Its Study and Significance for Prospecting and Exploration of Oil and Gas Accumulations]. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2005. 384 p. [in Russian].
4. *Syr'evoi kompleks Rossii* [Raw Materials Complex of Russia]. Informatsionno-analiticheskii tsentr «Mineral». Available at: <http://www.mineral.ru/Facts/regions/index.html> (accessed 27.08.2020). [in Russian].
5. Rybalchenko Yu.M. *Razrabotka promyvochnoi zhidkosti dlya bureniya razvedochnykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Development of Drilling Fluid for Drilling Exploration Wells in Difficult Conditions: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, RGGRU Publ., 2009. 150 p. [in Russian].
6. Koshelev V.N. *Obshchie printsiipy ingibirovaniya glinistykh porod i zaglinizirovannykh plastov* [General Principles of Inhibition of Shale and Shale Formations]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore*, 2004, No. 1, pp. 13–15. [in Russian].
7. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. *Teoreticheskie issledovaniya po upravleniyu burovym rastvorom v oslozhnennykh usloviyakh* [Theoretical Studies on Drilling Fluid Management in Difficult Conditions]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Severo-Kavkazskii region. Tekhnicheskii nauki — Bulletin of Higher Educational Institutions. North Caucasus Region. Technical Sciences*, 2006, No. 7, pp. 56–61. [in Russian].
8. Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M. *Biopolimernyi rastvor dlya oslozhnennykh uslovii bureniya* [Biopolymer Mortar for Difficult Drilling Conditions]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2011, No. 11, pp. 52–57. [in Russian].
9. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. *Burovye promyvochnye zhidkosti* [Drilling Fluids]. Novocheerkassk, Lik Publ., 2014. 374 p. [in Russian].
10. Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M., Lubyanova S.I., Turuntaev Yu.Yu., Borisov K.A., Burovoi rastvor dlya stroitel'stva skvazhin v slozhnykh usloviyakh [Drilling Fluids for the Construction of Wells in Complex Conditions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2016, No. 2, pp. 28–31. [in Russian].
11. McPhee C., Farrow C., McCurdy P. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples. *Materials of SPE International Symposium and Exhibition «Formation Damage Control»*. Lafayette, Louisiana, USA, 2006, SPE-98110-MS. DOI: 10.2118/98110-MS.
12. Arukhe J., Uchendu C., Nwoke L. Horizontal Screen Failures in Unconsolidated, High-Permeability Sandstone Reservoirs: Reversing the Trend. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 2005, SPE-97299-MS. DOI: 10.2118/97299-MS.

REFERENCES

1. Shayakhmetov A.I., Rabaev R.U. Perspektivy razvitiya proektov po osvoeniyu shel'fovykh mestorozhdenii nefi i gaza v Rossii [Prospects For Development of Offshore

13. Bogaert P., Cavazzoli G., Perez D.R., Guimaraes C., Trummer S., Lungwitz B. World's First Combined Acid Stimulation of Horizontal Openhole Gravel-Pack Application of Coiled-Tubing, Dynamically Positioned Vessel, and Floating Production, Storage, and Offloading, Deepwater Offshore Brazil. *Materials of SPE/ICoTA Conference and Exhibition «Coiled Tubing and Well Intervention»*. Woodlands, Texas, USA, 2007, SPE-106546-MS. DOI: 10.2118/106546-MS.

14. Smurygin V.I., Rabaev R.U., Blinov S.A., Bakishev T.B., Sultanov Sh.Kh. Obosnovanie tekhnologii intensivatsii dobychi gaza iz produktivnykh plastov s razlichnymi tipami kollektorov v usloviyakh mestorozhdenii morskogo shel'fa [Justification of Technology of Stimulation of Gas

Production from Productive Formations with Various Types of Reservoirs in the Conditions of the Offshore Fields]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, Vol. 330, No. 2, pp. 75–82. DOI: 10.18799/24131830/2019/2/95. [in Russian].

15. Smurygin V.I., Rabaev R.U., Muslimov B.Sh., Sultanov Sh.Kh. Obosnovanie prichin snizheniya produktivnosti skvazhin gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii na morskome shel'fe [Explaining the Reasons Why Well Deliverability of Off-Shore Gas and Gas Condensate Fields is Declining]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz — Exposition Oil Gas*, 2018, No. 1 (61), pp. 46–51. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Рабеев Руслан Уралович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ruslan U. Rabaev, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: r.u.rabaev@gmail.com