Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 81–91. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 81–91. ISSN 2073-0128 (print)

Original article

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-81-91

ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ АГЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ

Рустем Фазылович Якупов¹, Эльчин Фикрет оглы Велиев²,
Вячеслав Шарифуллович Мухаметшин¹, Любовь Сергеевна Кулешова¹,
Альфия Альбертовна Шайбакова¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика

Corresponding author

Вячеслав Шарифуллович Мухаметшин, vsh@of.ugntu.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы использования различных типов закачиваемого агента для целей поддержания пластового давления. Показано, что фактор солеотложения отрицательно влияет на работу глубинно-насосного и наземного оборудования. Снижение поперечного сечения насосно-компрессорных труб, засорение рабочих колец установки электроцентробежного насоса приводит к снижению коэффициента эксплуатации скважин и недоборам по нефти. Превалирующее влияние оказывает фактор снижения проницаемости призабойной зоны пласта, ведущий к потере дебита жидкости. Неорганические соли — также одна из причин снижения приемистости нагнетательных скважин. Таким образом, выпадение солей влияет на процессы нефтедобычи по разным направлениям, а разработка мероприятий для снижения влияния этого фактора на технологические показатели разработки очень актуальна. Выполнен анализ смещения вод, используемых для закачки на одном из месторождений, и спрогнозирована степень осложнения выпадением кальцита. Оценено влияние фактора солеотложения на отклонения от реализации проектных решений по разработке месторождения. Показано, что они повлекут за собой снижение темпов отбора запасов, недостижение проектных величин плотности сетки скважин, коэффициента охвата, коэффициента извлечения нефти, а также увеличение сроков разработки залежи. Выбор агента закачки с прогнозом отложения неорганических солей при закачке различных агентов в продуктивный пласт позволил организовать поддержание пластового давления на залежи бобриковско-радаевского горизонта, в результате прогнозируется повышение экономической эффективности проекта за счет снижения затрат на обеспечение давления закачки, увеличения межремонтного периода работы нагнетательных и добывающих скважин, обеспечения возможности проведения геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова

добывающая скважина, анализ разработки, выпадение солей кальцита, глубинно-насосное оборудование, совместимость пластовых вод, гипс, водозаборная скважина, система поддержания пластового давления

Для цитирования

Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Шайбакова А.А. Обоснование использования различных типов агента для повышения эффективности разработки // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 81-91. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91>.

Original article

RATIONALE FOR DIFFERENT TYPES OF AGENT USING TO IMPROVE DEVELOPMENT EFFICIENCY

Rustem F. Yakupov¹, Elchin F. Veliyev², Vyacheslav Sh. Mukhametshin¹,
Lyubov S. Kuleshova¹, Alfia A. Shaybakova¹

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrsky, Russia

² Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan

Corresponding author

Vyacheslav Sh. Mukhametshin, vsh@of.ugntu.ru

Abstract. The article deals with the use of various types of injected agent for the purpose of reservoir pressure maintaining. It is shown that the salt deposition factor negatively affects the operation of bottom-hole and surface equipment. A decrease in the cross-section of the pump and compressor pipes, clogging of the working rings of the electric centrifugal pump installation leads to a decrease in the well operation coefficient and oil shortage. The prevailing influence is exerted by the factor bottom-hole zone permeability reducing leading to the of the liquid flow rate loss. Inorganic salts are also one of the reasons for the decrease in the injection well rate. Thus, salt deposition affects the processes of oil production in different directions, and the development of measures to reduce the impact of this factor on the technological indicators of development is very relevant. The analysis of the mixing of water used for injection at one of the deposits was performed, and the degree of complication by calcite deposition was predicted. The influence of the salt deposition factor on deviations from the design solutions implementation for the field development is estimated. It is shown that they will lead to a decrease in the rate of recovery, failure to achieve the design values of the well grid density, volumetric efficiency, oil recovery factor, as well as an increase in the development time of the deposit. The choice of an injection agent with a forecast of the inorganic salts deposition during the various agents injection into the productive formation made it possible to organize the reservoir pressure maintenance on the deposits of the Bobrikov-Radaev horizon, as a result, an increase in the economic efficiency of the project is predicted by reducing the cost of maintaining the injection pressure, increasing the overhaul period of the injection and production wells, ensuring the possibility of carrying out geological and technical measures.

Keywords

production well, development analysis, calcite salt deposition, bottom-hole equipment, reservoir water compatibility, gypsum, water source well, reservoir pressure maintenance system

For citation

Yakupov R.F., Veliyev E.F., Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Shaybakova A.A. Obosnovanie ispol'zovaniya razlichnykh tipov agenta dlya povysheniya effektivnosti razrabotki [Rationale for Different Types of Agent Using to Improve Development Efficiency]. *Neftgazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 81–91. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91>.

Вопросы использования различных типов закачиваемого агента для целей поддержания пластового давления (ППД) актуальны на протяжении всей истории развития нефтяной промышленности [1–6]. Процесс разработки нефтяных месторождений оценивается через призму качественного и количественного анализа технологических показателей, выполняемого с целью своевременного принятия решений по регулированию разработки для достижения максимального технологического и рентабельного извлечения запасов нефти, которое является конечной целью недропользова-

теля и государства, осуществляющего политику рационального использования недр [6–10].

Снижение эффективности системы ППД ведет к потерям дебита нефти добывающих скважин по причине снижения компенсации отборов закачкой и падения пластового давления [11–18]. Одним из факторов является образование неорганических солей в попутно добываемой и закачиваемой воде. Соли, осаждаемые в призабойной зоне пласта, влияют на продуктивность добывающих и на приемистость нагнетательных скважин за счет увеличения фильтрационного сопротивления

[19–21]. Осложняющим фактором также является влияние солей на межремонтный период за счет отложения на поверхности внутри-скважинного и насосного оборудования.

Таким образом, разработка методов борьбы и предупреждения солеобразования в сложной многокомпонентной системе «закачиваемая вода — пластовая вода — нефть — порода пласта» является актуальной задачей.

В работе рассматривается проблема солеотложения на примере скважин одного из месторождений. В тектоническом отношении месторождение приурочено к валлообразной структурной зоне и расположено на юго-восточном склоне Восточно-Европейской платформы.

Целью исследования является разработка мероприятий для снижения влияния этого фактора на технологические показатели разработки одного из основных объектов — радаевско-бобриковского горизонта (C1rd-C1bb). Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- провести анализ текущего состояния разработки залежей объекта C1rd-C1bb и оценить влияние осложняющих факторов эксплуатации скважин на технологические показатели разработки;

- оценить современными методами совместимость пластовых и закачиваемых вод, на основе результатов аналитического расчета технически и технологически обосновать решение проблемы солеотложения в скважинах объекта C1rd-C1bb.

Исследуемое месторождение было открыто и введено в разработку в 1961 г. По запасам месторождение относится к крупным, по геологическому строению является сложным, многопластовым. Осложнено тектоническими нарушениями и литологическими экранами. В работе рассмотрена разработка одной из площадей месторождения, объектом разработки которой является радаевско-бобриковский горизонт.

Залежь рассматриваемой площади расположена в южной части месторождения и представляет собой наибольшую залежь объекта C1rd-C1bb. Залежь вскрыта 38 скважинами, размеры ее $2,2 \times 3,5$ км, высота 6,8 м. С юга и с севера залежь ограничена литологическим экраном.

С 1987 г. на залежи объекта C1rd-C1bb начато формирование системы поддержания пластового давления, на сегодня реализовано сочетание приконтурного и очагово-избирательного заводнения. Сформированная си-

стема ППД, в основном, является эффективной, энергетическое состояние залежи оценивается как удовлетворительное. Текущее пластовое давление по залежи снижено до 16,6 МПа, или на 13,1 % по сравнению с начальным. На объекте C1rd-C1bb с начала разработки закачано 9179,8 тыс. м³ воды. Для целей ППД на месторождении используются два вида агента: пластовая вода, добываемая из водозаборных скважин, и попутно добываемая вода (ПДВ) после подготовки нефти, поступающая с установки предварительного сброса воды (УПСВ), при этом на анализируемой залежи используется только вода из водозаборных скважин. Всего под закачкой на залежи перебивало восемь скважин, из них шесть переведены из добывающих. Применение пластовой воды из водозаборных скважин на залежи обусловлено территориальной удаленностью от УПСВ.

На рисунке 1 приведена динамика добычи и закачки по залежи за последние 10 лет. Рост добычи на залежи наблюдался с 2012 г. при проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию добычи нефти.

На рисунке 1 показано, что с 2016 г. происходит падение добычи нефти. Это обусловлено выбытием двух добывающих скважин по причине снижения пластового давления в зоне отбора, из-за ограничения закачки в трех нагнетательных скважинах, связанного с остановкой и ремонтом водозаборных скважин по причине отложения неорганических солей на внутрискважинном и насосном оборудовании (ВНСО). Остановка водозаборных скважин для выполнения капитального ремонта скважин (КРС) и замены электроцентробежного насоса (ЭЦН) приводит к потерям объемов закачки и, как следствие, снижению добычи жидкости и нефти на данной залежи. После возобновления закачки наблюдалось снижение приемистости нагнетательных скважин. Соляно-кислотные обработки (СКО) призабойной зоны в нагнетательных скважинах имели незначительный эффект, они позволяли увеличить приемистость пласта на краткосрочный период, но полностью приемистость не восстанавливалась, предположительно по причине закупоривания фильтрационных каналов отложениями неорганических солей.

По историческим данным эксплуатации скважин необходимо поддержание пластового давления в районах проведения ГТМ. Без ор-

Рисунок 1. Динамика показателей добычи залежи объекта C1rd-C1bb

Figure 1. Dynamics of production indicators for C1rd-C1bb reservoir

ганизации стабильной закачки прогнозируется высокий темп падения добычи нефти после ГТМ, и мероприятия становятся некупаемыми в современных экономических условиях. Кроме того, предусмотрена программа по переводу скважин с нижележащих горизонтов после выработки запасов, выполнение которой на фоне сниженного пластового давления также будет характеризоваться низкой эффективностью. Соответственно, отклонения от реализации ГТМ повлекут за собой снижение темпов отбора запасов, недопущение проектных величин плотности сетки скважин, коэффициента охвата, коэффициента извлечения нефти (КИН), а также увеличение сроков разработки залежи. С использованием гидродинамического моделирования и аналитических методов проведена оценка варианта с невыполнением запланированных ГТМ, показывающая возможность достижения технологического КИН на уровне 0,521 при утвержденном 0,576. Недопущение негативного влияния сложившейся ситуации на сокращение величины КИН делает поставленные авторами задачи еще более актуальными.

Для увеличения объемов и обеспечения закачки агента возникает необходимость рассмотрения варианта с заменой водоисточника на попутно добываемую воду с УПСВ ввиду отсутствия других источников водоснабжения во вскрытом геологическом разрезе месторождения.

Добыча пластовой воды из водозаборных скважин ведется из отложений серпуховского яруса визей-башкирского водоносного ком-

плекса окского горизонта. Подземные воды окского горизонта относятся к рассолам хлоридно-кальциевого типа по Сулину В.А., с минерализацией 222,183–360,708 г/дм³, pH 4,0–6,20 ед., плотностью 1,184–1,196 г/см³, с содержанием нефтепродуктов < 50,0 мг/дм³, ТВЧ < 50,0 мг/дм³, отсутствием сероводорода, железа. Качество подземных вод водоносных горизонтов оценивалось по результатам 35 анализов проб воды за период с 2011 по 2016 гг., отобранных из водозаборных скважин месторождения. Оценка совместимости пластовых и закачиваемых вод по карбонату, сульфату кальция и сульфату магния проводилась по методу В.Е. Кащавцева [22]. Расчеты химической совместимости вод показали, что при смешении пластовой воды радаевско-бобриковского горизонта с водами из окского горизонта проявляется склонность к образованию неорганических солей.

На залежи объекта C1rd-C1bb вся закачка ведется от водозаборных скважин окского горизонта. С продвижением фронта пластовой воды от нагнетательных скважин к добывающим со временем происходит постепенное замещение пластовой воды на закачиваемую, что приводит к проблемам, связанным с выпадением солей в добывающем фонде.

Для повышения эффективности эксплуатации системы ППД авторами рекомендован отказ от использования в качестве агента для закачки на залежи пластовой воды с окского горизонта из водозаборных скважин и переход на попутно добываемую воду после установки предварительного сброса воды. Принято решение о проведении исследований

на выпадение неорганических солей и аналитических расчетов совместимости попутно добываемых и закачиваемых вод. Объектами отбора проб определены: водозаборные скважины окского горизонта, добывающие скважины, эксплуатирующие объект C1rd-C1bb, и попутно добываемая вода с УПСВ.

В современных условиях добычи нефти, когда на месторождениях необходимо контролировать большое количество осложненных скважин, а также нефтепромысловые объекты, связанные с добычей, закачкой пластовых и попутно добываемых вод, требуются автоматизированные подходы, позволяющие обрабатывать большой объем информации. В рамках мониторинга разработан алгоритм расчета по методу исследований Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона. Основой для алгоритма служат результаты анализов физических свойств и химического состава пластовых закачиваемых и попутно добываемых вод, а также замеры температуры и давлений. В комплекс обязательных физико-химических определений входят: плотность, минерализация воды, водородный показатель pH, содержание основных ионов — шестикомпонентный анализ, содержание мехпримесей.

Метод Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона позволяет выполнять аналитические расчеты прогнозирования образования неорганических солей в логарифмической форме по индексу насыщения в ионной силе раствора (моль/кг) [22].

Результаты шестикомпонентных анализов проб воды и аналитических расчетов на выпадение осадков неорганических солей по точкам отбора приведены в таблице 1 и на рисунках 2–6.

Согласно выполненным аналитическим расчетам с точек отбора проб по методу

Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона получены следующие результаты:

— пластовая вода водозаборной скважины окского горизонта склонна к выпадению неорганических солей в виде CaCO_3 (кальцита) средней массой 0,83 г/л;

— в попутно добываемой воде добывающей скважины объекта C1rd-C1bb возможно выпадение неорганических солей в виде CaCO_3 (кальцита) средней массой 0,023 г/л; CaSO_4 (ангидрита) — 0,045 г/л.

— ПДВ с УПСВ склонна к выпадению неорганических солей в виде CaCO_3 (кальцита) средней массой 0,39 г/л.

Таким образом, у пластовой воды из водозаборной скважины окского горизонта выделяется наибольшая масса нерастворимого осадка неорганических солей в виде кальцита.

Смешение разнотипных вод, заключенных в нефтяной залежи и нагнетаемых, а также технологические особенности системы ППД, связанные с высокими давлениями и объемами закачиваемой воды, в процессе разработки месторождения зачастую приводят к выпадению неорганических солей [23].

При смешении «первой воды», которой является попутно добываемая вода пласта C1rd-C1bb, со «второй водой» — закачиваемой водой окского горизонта — наблюдается выпадение CaCO_3 (кальцита) массой от 0,008 до 1,00 г/л и CaSO_4 (ангидрита) от 0,012 до 0,052 г/л.

При смешении «первой воды», которой является попутно добываемая вода пласта C1rd-C1bb, со «второй водой» — закачиваемой ПДВ с УПСВ — наблюдается выпадение CaCO_3 (кальцита) массой от 0,008 до 0,56 г/л и CaSO_4 (ангидрита) от 0,007 до 0,048 г/л.

Влияние фактора насыщения вод солями на примере пласта C1rd-C1bb показывает, что

Таблица 1. Результаты шестикомпонентных анализов проб воды по точкам отбора

Table 1. Results of six-component analyzes of water samples by sampling points

Точка отбора	Ед. изм.	Концентрация ионов								pH	Плотность, г/см ³
		Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ₂ ⁺	Mg ₂ ⁺	Na ⁺ K ⁺	Ba ₂ ⁺	Sr ₂ ⁺		
Сок (вдз. скв.)	мг/л	103500	440,7	640,5	4100,0	930,0	63795,47	0,0	0,0	6,3	1,175
	моль/кг	2,48456	0,003904	0,008934	0,087064	0,032565	2,361636	0,0	0,0		
C1rd-C1bb (доб. скв.)	мг/л	196875	1021,55	427,0	3350,0	1680,0	126634,3	0,0	0,0	6,5	1,194
	моль/кг	4,65086	0,008906	0,005861	0,070006	0,057891	4,613259	0,0	0,0		
ПДВ (УПСВ)	мг/л	158900	270,0	290,0	3240,0	8600,0	51000,0	0,0	0,0	6,0	1,178
	моль/кг	2,517972	0,001579	0,00267	0,454171	0,198785	1,246267	0,0	0,0		

Рисунок 2. Расчет выпадения неорганических солей в пластовой воде водозаборной скважины окского горизонта

Figure 2. Calculation of inorganic salts deposition in the formation water of the water supply well of the Okskiy horizon

Рисунок 3. Расчет выпадения неорганических солей в попутно добываемой воде добывающей скважины объекта C1rd-C1bb

Figure 3. Calculation of inorganic salts deposition in the produced water of the production well of the C1rd-C1bb facility

Рисунок 4. Расчет выпадения неорганических солей в попутно добываемой воде с установки предварительного сброса воды

Figure 4. Calculation of inorganic salts deposition in the produced water from the preliminary water discharge unit

Рисунок 5. Результаты расчета смешения попутно добываемой воды объекта C1rd-C1bb с закачиваемой водой окского горизонта

Figure 5. Calculation results of the mixing of produced water from the C1rd-C1bb facility with the injected water of the Okskiy horizon

Рисунок 6. Результаты расчета смешения попутно добываемой воды объекта C1rd-C1bb горизонта с закачиваемой попутно добываемой водой с установки предварительного сброса воды

Figure 6. The results of the calculation of the mixing of the produced water from the C1rd-C1bb facility horizon with the injected produced water from the preliminary water discharge unit

для предотвращения солеобразования в скважинах необходим обоснованный подход к выбору источников нагнетания. После выполненных расчетов выявлено, что наиболее оптимальным вариантом использования в качестве агента закачки для системы ППД является ПДВ после подготовки нефти с УПСВ.

Предварительные изыскания и расчеты диаметра и протяженности трубопровода от УПСВ до района обеспечения закачки, про-

веденные в рамках анализа инфраструктуры, показали возможность строительства высоконапорного водовода диаметром 114 мм и длиной 8,7 км от УПСВ до участка нагнетания.

Внедрение предложенного решения позволит снизить затраты на обеспечение давления закачки и, как следствие, уменьшить нагрузку на энергосистему. В совокупности с увеличением межремонтного периода нагнетательных и добывающих скважин это позволит по-

высить экономическую эффективность проекта.

Внедренный в условиях пласта C1rd-C1bb подход к решению проблемы солеотложений с применением аналитических расчетов смешения вод по методу Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона имеет перспективу применения на месторождениях Поволжья, где идентифицированы аналогичные факторы, осложняющие эксплуатацию фонда скважин. Это позволит снизить затраты и повысить рентабельность разработки месторождений.

Выводы

В результате проведенных исследований получены следующие выводы:

1. Анализ разработки залежи объекта C1rd-C1bb показал отрицательное влияние фактора солеотложения при смешении вод различных объектов на технологические показатели разработки. Установлено, что потери нефти за счет выбытия фонда и снижения приемистости нагнетательных скважин снижают компенсацию отборов закачкой, что ведет к падению пластового давления, снижению темпов отбора запасов, недостижению проектных величин плотности сетки скважин, коэффициента охвата, коэффициента извлечения нефти, а также увеличению срока разработки залежи.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. М.: Недра, 1996. 190 с.
2. Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71.
3. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 4. С. 47-50.
4. Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamado M.A. Design of a Neural Network Model for Predicting Well Performance after Water Shutoff Treatments Using Polymer Gels // Materials of SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Mexico City, Mexico. 2012. Paper Number SPE-153908-MS. DOI: 10.2118/153908-MS.
5. Муслимов Р.Х. Пути повышения нефтеотдачи на техногенно измененных в процессе длительного внутриконтурного заводнения нефтяных месторождений // Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки УВ-сырья:

2. На основе аналитических расчетов смешения закачиваемых и попутно добываемых вод по методу Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона показано, что при смешении воды окского горизонта с пластовой водой объекта C1rd-C1bb происходит увеличение концентрации CaCO_3 (кальцита) в 1,8 раза в сравнении со смешением воды, получаемой после УПСВ с той же пластовой водой.

3. Выбор агента закачки с прогнозом отложения неорганических солей при закачке различных агентов в продуктивный пласт C1rd-C1bb по методу Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона обеспечил техническую и технологическую возможность поддержания пластового давления, в т.ч. в районах выполнения дополнительных геолого-технических мероприятий на залежи 9.

4. С учетом строительства высоконапорного водовода от УПСВ до участка нагнетания и существующих излишков ПДВ с УПСВ в среднем объеме $300 \text{ м}^3/\text{сут}$, которые обеспечат необходимые объемы закачиваемой воды, прогнозируется повышение экономической эффективности проекта за счет снижения затрат на обеспечение давления закачки и, как следствие, уменьшение нагрузки на энергосистему и за счет увеличения межремонтного периода нагнетательных и добывающих скважин.

матер. междунаrod. конф. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский. М.: ГЕОС, 2004. С. 20-22.

6. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 40-43.
7. Хайрединов Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 1992. № 9. С. 18-20.
8. Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. Quick Look Determination of Oil-in-Place in Oil Shale Resource Plays // Materials of AAPG Annual Convention and Exhibition. Houston, Texas, USA. 2011. 21 p.
9. Miller G.A. Some Perspectives on Various Methods of Oil Shale Extraction, Piceance Basin, Colorado // Materials of 27th Oil Shale Symposium Colorado School of Mines Golden. Golden, Colorado, USA. 2007. 14 p.
10. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.

11. Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е., Ахметов Р.Т. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 122-125.
12. Яртиева А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. Казань: ИХЛАС, 2016. 191 с.
13. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 6-7.
14. Mukhametshin V.V. Bottomhole Formation Zone Treatment Process Modelling with the Use Geological and Geophysical Information // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 194. Article Number 022024. DOI: 10.1088/1755-1315/194/2/022024.
15. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 2. С. 21-25.
16. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir Stimulation. West Sussex: John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
17. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55.
18. Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Андреев А.В. Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2017. Т. 9. № 3. С. 20-34. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2017/20-34.pdf (дата обращения: 10.09.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34.
19. Мингулов Ш.Г., Якупов Р.Ф., Дудников И.Ю. Совершенствование технологии закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтепромысловое дело. 2016. № 2. С. 15-18.
20. Мингулов Ш.Г., Якупов Р.Ф. Восстановление приемистости нагнетательных скважин на Туймазинской группе месторождений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 88-91.
21. Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 66-69. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69.
22. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 430 с.
23. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений. Уфа: Изд-во УНГТУ, 2007. 232 с.
- REFERENCES
1. Mishchenko I.T., Kondratyuk A.T. *Osobennosti razrabotki neftyanykh mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami* [Features of the Development of Oil Fields with Hard-to-Recover Reserves]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 190 p. [in Russian].
2. Andreev V.E., Khuzin R.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Rezul'taty geologo-tekhnologicheskogo obosnovaniya metodov vozdeistviya na ostatochnye zapasy v usloviyakh Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Results of Geological-Technological Substantiation of Residual Reserves Stimulation Methods Under the Conditions of the Western Siberian Oil and Gas Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 11, pp. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71. [in Russian].
3. Mukhametshin V.Sh. Modelirovanie protsessa nefteizvlecheniya s ispol'zovaniem opyta razrabotki mestorozhdenii, nakhodyashchikhsya dlitel'noe vremya v ekspluatatsii [Model Forecast of the Oil Recovery Process Using Development Experience of Old-Run Fields]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2011, Vol. 9, No. 4, pp. 47-50. [in Russian].
4. Gonzalez I.J.F., Gammiero A., Llamedo M.A. Design of a Neural Network Model for Predicting Well Performance after Water Shutoff Treatments Using Polymer Gels. *Materials of SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Mexico City, Mexico, 2012, Paper Number SPE-153908-MS. DOI: 10.2118/153908-MS.
5. Muslimov R.Kh. Puti povysheniya nefteotdachi na tekhnogenno izmenennykh v protsesse dlitel'nogo vnutrikonturnogo zavodneniya neftyanykh mestorozhdenii [Ways to Enhance Oil Recovery on Technogenically Modified Oil Fields during Long-Term In-Circuit Waterflooding]. *Materialy mezhdunarodnoi konferentsii «Fundamental'nye problemy razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii, dobychi i transportirovki UV-syr'ya»* [Materials of the International Conference «Fundamental Problems of Oil and Gas Fields Development, Production and Transportation of Hydrocarbons»]. Managing Ed. A.N. Dmitrievskii. Moscow, GEOS Publ., 2004, pp. 20-22. [in Russian].
6. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. Interpretatsiya krivyykh kapillyarnogo davleniya pri smeshannoi smachivaemosti [Interpretation of Capillary Pressure Curves in Case of Mixed-Wettability]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 4, pp. 40-43. [in Russian].
7. Khairidinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Povyshenie effektivnosti zavodneniya nizko-produktivnykh zalezhei nefti v karbonatnykh kolektorakh [Improving the Efficiency of Waterflooding of Low-Producing Oil Deposits in Carbonate Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1992, No. 9, pp. 18-20. [in Russian].
8. Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. Quick Look Determination of Oil-in-Place in Oil Shale Resource Plays. *Materials of AAPG Annual Convention and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 2011, 21 p.
9. Miller G.A. Some Perspectives on Various Methods of Oil Shale Extraction, Piceance Basin, Colorado. *Materials of 27th Oil Shale Symposium Colorado School of Mines Golden*. Golden, Colorado, USA, 2007, 14 p.
10. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geologopromyslovoe obosnovanie metodov vozdeistviya na plast na

primere ekspluatatsionnykh ob»ektov mestorozhdenii Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Geological and Field Substantiation of Reservoir Stimulation Methods on the Example of Fields' Operational Objects of the West Siberian Oil and Gas-Bearing Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. [in Russian].

11. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Akhmetov R.T. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoi bazy mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefi [Increase of Resource Base Usage Efficiency in Hard Removable Oil Fields]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 122-125. [in Russian].

12. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. Sovershenstvovanie tekhnologii po vyrobke zapasov nefi iz neodnorodnykh i slozhnopostroyennykh kollektorov Respubliki Tatarstan [Improvement of Technologies for the Development of Oil Reserves from Heterogeneous and Complex Reservoirs of the Republic of Tatarstan]. Kazan, Ikhlal Publ., 2016. 191 p. [in Russian].

13. Dmitrievskii A.N. Resursno-innovatsionnaya strategiya razvitiya ekonomiki Rossii [Resource-Innovative Strategy for the Development of the Russian Economy]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2017, No. 5, pp. 6-7. [in Russian].

14. Mukhametshin V.V. Bottomhole Formation Zone Treatment Process Modelling with the Use Geological and Geophysical Information. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018. Vol. 194, Article Number 022024. DOI: 10.1088/1755-1315/194/2/022024.

15. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E. Prognoz pokazatelya smachivaemosti produktivnykh plastov po dannym promyslovoi geofiziki [Field Geophysics Forecast of Productive Reservoir Wettability Index]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 2, pp. 21-25. [in Russian].

16. Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir Stimulation*. West Sussex, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.

17. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Uchet vliyaniya gidrofobizatsii na ostatochnyuyu neftenasyshchennost' produktivnykh plastov Zapadnoi Sibiri [Accounting of Hydrofobization Influence on the Residual Oil Saturation of the Western Siberia Productive

Formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55. [in Russian].

18. Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Andreev A.V. Ekspress-otsenka potentsiala dobyynykh vozmozhnostei zalezhei dlya opredeleniya effektivnosti primeneniya nanotekhnologii i neobkhodimosti stimulirovaniya vvoda ikh v razrabotku [Rapid Assessment of Deposit Production Capacity for Determination of Nanotechnologies Application Efficiency and Necessity to Stimulate Their Development]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal — Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-Journal*, 2017, Vol. 9, No. 3, pp. 20-34. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2017/20-34.pdf (accessed 10.09.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34. [in Russian].

19. Mingulov Sh.G., Yakupov R.F., Dudnikov I.Yu. Sovershenstvovanie tekhnologii zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Updating of Water Pumping Technology in Injection Wells]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2016, No. 2, pp. 15-18. [in Russian].

20. Mingulov Sh.G., Yakupov R.F. Vosstanovlenie priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin na Tuimazinskoi gruppe mestorozhdenii [Injection Capacity of Wells Restoration on Group of Fields Tuimazinskaya]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 7, pp. 88-91. [in Russian].

21. Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. Analiticheskaya metodika otsenki effektivnosti tekhnologii otbora prikrovel'noi nefi iz vodoplavayushchikh zalezhei, verifitsirovannaya na gidrodinamicheskoi modeli [Analytical Method for Estimating Efficiency of Oil Recovery Technology in Case of Bottom Water-Drive Reservoir, Verified on the Hydrodynamic Model]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 6, pp. 66-69. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69. [in Russian].

22. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefi* [Salt-Formation During Oil Production]. Moscow, Orbita-M Publ., 2004. 430 p. [in Russian].

23. Zeigman Yu.V. *Ekspluatatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii* [Operation of Reservoir Pressure Maintenance Systems in the Development of Oil Fields]. Ufa, UNGTU Publ., 2007. 232 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Якупов Рустем Фазылович, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Rustem F. Yakupov, Assistant Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Otkyabrsky, Russia

rustem_geolog@mail.ru

Велиев Эльчин Фикрет оглы, кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджанская Республика

Elchin F. Veliyev, Candidate of Engineering Sciences, Deputy Laboratory Manager of Analytical Investigations Laboratory, Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan

elchinf.veliyev@socar.az

Мухаметишин Вячеслав Шарифуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», директор, УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Vyacheslav Sh. Mukhametshin, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, Director, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

vsh@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», заместитель директора по учебной работе, УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Lyubov S. Kuleshova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, Deputy Director for Academic Affairs, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

markl212@mail.ru

Шайбакова Альфия Альбертовна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Alfia A. Shaybakova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

mymax2970@gmail.com

Статья поступила в редакцию 29.06.2021; одобрена после рецензирования 12.08.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 29.06.2021; approved after reviewing 12.08.2021; accepted for publication 01.11.2021.