

Научная статья
УДК 622.276.012+622.276.53

Фильтрационные исследования на кервах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек

Н.А. ДРОЗДОВ

Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

Как цитировать эту статью: Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кервах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783-794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71

Аннотация. Нефтяные оторочки, как и газоконденсатные пласты, крупнейшего в России Уренгойского месторождения разрабатываются в режиме истощения без поддержания пластового давления, что привело к серьезным осложнениям в добыче нефти, газа и конденсата. Кроме того, следствием разработки месторождения в режиме истощения являются низкие значения нефтеотдачи и конденсатоотдачи. Данные проблемы актуальны и для других нефтегазоконденсатных месторождений. Одним из возможных вариантов решения является водогазовое воздействие. Рациональные величины газосодержания смеси для воздействия на газоконденсатные залежи и нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных месторождений должны подбираться исходя из данных фильтрационных исследований на керновых моделях. В статье приведены результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению конденсата и нефти водой, газом и водогазовыми смесями при моделировании условий Уренгойского месторождения. Водогазовое воздействие показало хорошие результаты в экспериментах по вытеснению конденсата, остаточного газа и нефти. Установлено, что водогазовые смеси с низким содержанием газа (10-20 %) обладают лучшей нефтевытесняющей способностью (на 9,5-13,5 % выше) по сравнению с водой. Эксперимент с использованием составной линейной модели пласта из цементированного кернового материала по основным характеристикам вытеснения нефти дал одинаковые результаты с фильтрационными опытами с насыпными моделями пласта и показал высокую эффективность водогазового воздействия на пласт как метода увеличения нефтеотдачи при использовании его на нефтегазоконденсатных месторождениях.

Ключевые слова: водогазовое воздействие; увеличение нефтеотдачи; увеличение конденсатоотдачи; разработка нефтегазоконденсатных месторождений; разработка нефтяных оторочек; фильтрационные исследования кернов и насыпных моделей

Благодарность. Публикация выполнена при поддержке Программы стратегического академического лидерства РУДН.

Поступила: 31.01.2022

Принята: 06.09.2022

Онлайн: 18.10.2022

Опубликована: 10.11.2022

Введение. Выпадение конденсата в пласте является следствием разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в режиме истощения. Предупредить выпадение конденсата в пласте и потерю данного ценного сырья можно, применяя сайклинг-процесс. В результате последовательной добычи конденсата и газа можно достигнуть высокой степени конденсатоотдачи месторождения. Однако такая технология требует существенных затрат. Поэтому в России (и ранее в СССР) промышленным способом разработки газоконденсатных месторождений является режим истощения, что приводит к выпадению в коллекторе ретроградного конденсата.

Перспективным путем добычи выпавшего в пласте конденсата является применение вытесняющих агентов. Кроме того, их целесообразно использовать при разработке нефтяных оторочек на нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ). В условиях истощенных нефтегазоконденсатных



месторождений в качестве вытесняющих агентов могут применяться вода, газ, а также водогазовая смесь (ВГС).

Постановка проблемы. Нефтяные оторочки, также как и газоконденсатные пласты, крупнейшего в России Уренгойского НГКМ, разрабатываются в режиме истощения без поддержания пластового давления [1]. В результате значения пластовых давлений существенно снизились, что привело к серьезным осложнениям в добыче нефти, газа и конденсата. Кроме того, следствием разработки месторождения в режиме истощения являются низкие значения нефтеотдачи и конденсатоотдачи.

Это актуально для нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири – Ямбургского, Песцового, Северо-Уренгойского и Тазовского [2]; Восточной Сибири – Чаяндинского НГКМ [3]. Для решения этих проблем на НГКМ может быть использована технология закачки в пласт насосно-эжекторными системами водогазовых смесей с рациональными величинами газосодержания.

Водогазовое воздействие (ВГВ) на пласт с применением насосно-эжекторных систем является эффективным методом повышения флюидоотдачи на месторождениях с маловязкими [4, 5] и высоковязкими нефтями [6, 7], в частности на месторождениях Арктики [8]. В литературных источниках подробно рассмотрены технологические аспекты возможности внедрения насосно-эжекторной системы на Уренгойском месторождении [9], успешный опыт промышленного внедрения на Самодуровском месторождении [10, 11], перспективы совершенствования внедренной технологии [12-14], характеристики при одноступенчатом и двухступенчатом насосно-эжекторном сжатии [15], возможность использования существующей инфраструктуры промыслов [12].

Согласно источнику [16], ВГВ позволяет добиться снижения обводненности от 98 до 80 % в карбонатных пластах Восточной Сибири и повысить дебит скважин до 100 т нефти в сутки. Обобщение двадцатилетнего опыта разработки карбонатных месторождений Бразилии показало, что ВГВ с закачкой CO_2 может стать эффективным методом вытеснения остаточной нефти, снизить обводненность и повысить экономическую эффективность разработки в долгосрочной перспективе [17]. При закачке CO_2 рентабельность добычи нефти существенно повышается [18]. Также важным вопросом является оценка эффективности воздействия с использованием различных моделей, аналитических инструментов [19-21] и методов инженерно-технического обеспечения [22].

Для учета межскважинной интерференции при ВГВ с закачкой CO_2 применяли нейронные сети [23]. Интеллектуальное заканчивание скважин используется при несмешивающемся ВГВ для получения лучшего результата по притоку на шельфовых месторождениях [24]. ВГВ можно применять как эффективный третичный метод увеличения нефтеотдачи (МУН), так и с начала разработки [25]. Для учета вертикального расслоения водогазовой смеси в пласте и оптимизации стратегии закачки можно использовать текущую гидродинамическую 3D-модель месторождения с дополнительным модулем закачки пен [26]. Пенные системы [27-29] совместно с ВГВ используются в мировой практике для повышения стабильности водогазовой смеси, увеличения коэффициента охвата пласта воздействием и повышения рентабельности [30, 31].

Полимерное заводнение [32] является эффективным и экологичным третичным методом увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью. Для устранения неопределенностей при совместной закачке воды и газа в пласт можно использовать азот [33]. Кроме того, можно применять алгоритмы машинного обучения для определения скважин-кандидатов для применения ВГВ путем закачки оторочек, контролировать их размер и соотношение газ-вода в условиях геологической неопределенности [34], а также прогнозировать динамическое пластовое давление методами искусственного интеллекта [35]. Концепция цифрового месторождения в современных экономических реалиях нефтегазодобывающего сектора России рассмотрена в статье [36], обзор опыта применения цифровых технологий на шельфовых месторождениях России и практики повышения добычи представлен в источниках [37, 38]. На процесс управления разработкой месторождений в условиях неопределенности существенное влияние оказывают факторы автоматизации и информатизации соответствующих управленческих решений [39, 40]. Результаты фильтрационных экспериментов с использованием двух- и трехфазной моделей фильтрации при моделировании ВГВ встраиваются в постоянно действующую гидродинамическую модель пласта [41].

При внедрении ВГВ методом последовательно закачиваемых оторочек на крупных месторождениях необходимо оптимизировать процесс закачки, правильно подобрать объем оторочек для



повышения экономического и технологического эффектов от воздействия, а также использовать трассеры для определения направления движения фронта вытеснения [42-44]. ВГВ может использоваться для утилизации попутного нефтяного газа [10, 45, 46] и CO₂ [23, 47, 48]. Мониторинг пилотных проектов ВГВ с CO₂ приведен в статье [49], а методы оптимизации – в [17, 18, 44]. По результатам фильтрационных экспериментов, при совместной закачке воды и газа в пласт важно определить область оптимальных величин газосодержаний смеси, в которой достигается максимальное увеличение коэффициента вытеснения [4, 46, 50].

В качестве эффективного метода увеличения нефтеотдачи пласта на каширо-верейских карбонатных объектах можно использовать пропантный гидроразрыв пласта, как показано на примере исследования кернов Москудынского месторождения [51]. В статье [52] на примере карбонатного объекта рассмотрено применение вероятностной методики прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта и выполнен прогноз прироста дебита нефти скважин с использованием вероятностного анализа геологических и технологических данных в разные периоды выполнения ГРП с достаточно хорошей степенью корреляции с фактическими приростами дебита.

Моделирование технологии ориентированной щелевой гидропескоструйной перфорации для повышения эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов представлено в статье [53]. Для карбонатных пластов с высокой степенью неоднородности возможно применение радиального бурения в целях повышения нефтеотдачи [54]. Для месторождений со сложными горно-геологическими условиями и низкоэффективными коллекторами в процессе разработки необходимо учитывать геомеханические свойства пласта [55, 56]. Коэффициент трещиностойкости связан с геофизическими характеристиками горных пород месторождений углеводородов [57].

При изучении особенностей формирования призабойных зон продуктивных пластов в процессе эксплуатации добывающих скважин месторождений севера Пермского края с высокой газонасыщенностью пластовой нефти рассмотрен анализ скин-фактора и построены многомерные математические модели для определения основного фактора, влияющего на состояние ПЗС [58]. Для повышения экономической эффективности проведения соляно-кислотной обработки на месторождении Чайкинское в Пермском крае был разработан алгоритм, который может быть реализован без затруднений при использовании любого языка программирования [59].

При построении геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта необходимо учитывать анизотропию проницаемости по вертикали, как показано на примере одного из месторождений Пермского края [60]. Результаты исследований влияния низких забойных температур в интервалах продуктивных пластов на технологические свойства растворов, используемых для бурения и заканчивания скважин с целью определения возможности повышения коэффициента извлечения газа на месторождении магистрального газопровода «Сила Сибири» представлены в статье [61]. Для снижения степени неопределенности при оценке объектов по степени и характеру геологической неоднородности была разработана методика группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья [62].

В статье [63] проведен анализ разработки месторождений Арктического шельфа России с использованием экспертных методов прогнозирования. Оценка месторождений Восточной Сибири с точки зрения экономического эффекта и перспективности разработки представлены в источнике [64]. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа и проблемы их разработки приведены в статье [65], необходимость доработки акустических методов геологоразведки, при разработке месторождений в условиях вечной мерзлоты показана в статье [66].

Основными проблемами разработки истощенных нефтегазоконденсатных месторождений в настоящее время являются недостаточная исследованность процессов, происходящих при вытеснении конденсата и нефти водогазовыми смесями и подбор величины оптимального газосодержания для достижения наивысших значений коэффициентов извлечения конденсата и нефти. Поэтому главной задачей исследований, представленных в статье, стало проведение соответствующих фильтрационных экспериментов по вытеснению конденсата и нефти водой, газом и ВГС на керновых моделях и кернах Уренгойского НГКМ и обработка полученных результатов.

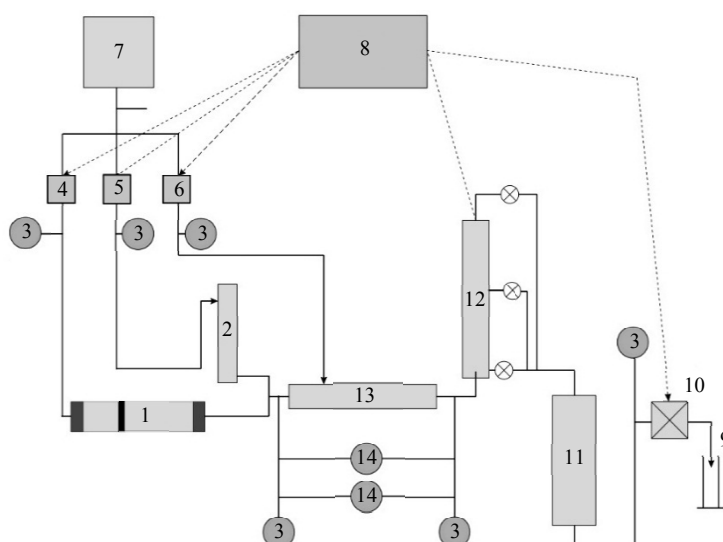


Рис. 1. Схема фильтрационной установки

- 1 – поршневая колонка с газом; 2 – разделительная емкость с водой;
 3 – датчики давления; 4, 5, 6 – насосные пары; 7 – емкость с вазелиновым маслом; 8 – управляющая ЭВМ; 9 – приемник; 10 – регулятор давления;
 11 – поршневая разделительная емкость; 12 – ультразвуковой трехфазный сепаратор-измеритель; 13 – модель пласта или кернодержатель;
 14 – дифференциальные датчики давления

Методология. При фильтрационных исследованиях проведено тестирование различных вариантов извлечения ретроградного конденсата и нефти на установке трехфазной фильтрации УИК-5 (рис.1). Установка предназначена для моделирования пластовых условий нефтяных и газовых месторождений, работы с газами, газированными жидкостями при высоких давлениях и температурах, тестирования химических реагентов для повышения нефтеотдачи и т.д. Она состоит из четырех плунжерных насосов высокого давления с шаговыми двигателями (трех рабочих с объемом плунжерных камер 30 мл и одного вспомогательного с объемом плунжерных камер 6 мл для создания обжима в моделях пласта), ультразвукового сепаратора-измерителя (можно использовать как двухфазный измеритель (для измерения объемов нефти и воды), так и трехфазный – для газа, нефти и воды), нескольких датчиков

давления, двух дифференциальных датчиков давления, емкостей и напорных колонок высокого давления, клапана-регулятора для поддержания пластового давления, вентилей и клапанов ручного и программного управления и т.д.

Плунжерные насосы управляются ЭВМ, обеспечивающей их непрерывную работу без скачков давления в момент переключения плунжерных камер. Измерение уровня жидкостей в сепараторе-измерителе производится ультразвуковым датчиком по отражению от раздела фаз. В ходе эксперимента программа записывает показания датчиков давления и перепада давления, уровни в сепараторе-отстойнике, показатели работы насосов и температуру в кернодержателе.

При проведении опытов моделировались пластовые условия Уренгойского месторождения, использовались как насыпные, так и керновые модели пласта.

Краткая геолого-физическая характеристика исследуемого объекта разработки Уренгойского НГКМ, следующая: продуктивный горизонт БУ₁₁² со средней глубиной залегания 2769 м, залежь нефтегазоконденсатная, коллектор терригенный, коэффициент пористости 0,14; проницаемость 13,68 мкм²; нефтенасыщенность пласта 0,549; газонасыщенность 0,588; начальная пластовая температура 79 °С; начальное пластовое давление 27,6 МПа. Давление насыщения нефти газом и давление начала конденсации также имеют значение 27,6 МПа, т.е. выпадение конденсата и выделение свободного газа происходит с начала разработки, поэтому перед промысловиками стояла задача утилизации ПНГ при высоком газовом факторе 228,1 м³/т и необходимость применения МУН для повышения флюидоотдачи пласта. Нефть маловязкая – в пластовых условиях составила 0,49 мПа·с, плотность 0,667 т/м³. Коэффициент извлечения нефти по базовому варианту разработки составляет 0,434, потенциальное содержание конденсата – 199 г/м³. Характеристики моделей пласта для вытеснения конденсата приведены в табл. 1, для вытеснения нефти – в табл. 2.

Таблица 1

Характеристика насыпных моделей пласта для исследования вытеснения конденсата

Номер опыта*	Проницаемость, мкм ²		Начальная насыщенность, %			Длина модели, см
	По газу (K _{газ})	По воде (K _{вод})	Вода	Конденсат	Газ	
1	15,2	11,8	20,3	19,9	59,8	34,5
3	12,3	–	22,2	28,5	49,3	39,5
6	12,7	–	22,7	29,0	48,3	34,5



Окончание табл. 1

Номер опыта*	Проницаемость, мкм ²		Начальная насыщенность, %			Длина модели, см
	По газу ($K_{газ}$)	По воде ($K_{вод}$)	Вода	Конденсат	Газ	
7	0,764	—	29,0	29,9	41,1	34,5
8	13,3	9,54	20,6	26,9	52,5	34,5
9	11,2	8,95	19,5	29,2	51,3	34,5
10	0,920	0,608	29,0	28,4	42,6	34,5
15	0,626	0,393	29,3	29,6	41,1	34,5
17	0,355	0,215	29,2	29,3	41,5	34,5
18	0,362	0,227	29,3	29,1	41,4	34,5

*Вытеснение газом проводилось в опыте 9; водой – 1, 3, 10, 15, 17; водогазовыми смесями – 6, 7, 18; ВГС с ПАВ – 8.

Таблица 2

Характеристика насыпных моделей пласта для исследования вытеснения нефти

Номер опыта	Поровый объем, мл	Проницаемость, мкм ²			Начальные насыщенности, %		
		По газу	По воде	По нефти	Нефть	Вода	Газ
20	74,8	0,48	0,233	0,204	59,2	25,1	15,7
21	74,6	0,445	0,231	0,159	58,4	24,9	16,7
22	76,0	0,415	0,258	0,194	58,3	25,4	16,3
24	71,2	0,381	0,211	0,174	58,0	26,1	15,9
25	73,4	0,402	0,209	0,173	74,9	25,1	0

В экспериментах вытесняли конденсат и нефть водой, газом или ВГС при моделировании истощенных пластов с пониженным давлением. Вытеснение водой выполняли в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». Эксперименты по вытеснению газом и ВГС проводили по методике, представленной в работе [14].

Исследование вытеснения конденсата газом. Эксперименты проводили при низком внутрипоровом давлении (3 МПа), типичном для истощенных пластов. Модель пласта располагалась горизонтально.

В качестве газового агента был выбран азот. По экономическим соображениям использование товарного газа (метана) для добычи конденсата экономически не оправдано. Единственным доступным газовым агентом для вытеснения конденсата является азот, который можно получить из атмосферного воздуха.

Проведенный эксперимент показал, что эффективность вытеснения газом очень низкая (рис.2). Причиной этого являются несмешивающийся характер вытеснения конденсата, экранирующее действие воды и малая вязкость газа. В результате прокачки 2,66 поровых объемов (п.о.) газом было вытеснено только 6,6 % конденсата и 1,4 % воды. Судя по кинетике вытеснения конденсата, основным механизмом вытеснения воды и конденсата является испарение в поток сухого газа. В сепараторе-измерителе при 20 °С пары углеводорода конденсировались, что позволяло измерить их количество. После прокачки 1,2-1,4 п.о. газа выделение воды из модели пласта практически прекратилось. Прекращение выделения воды привело к ускорению выделения конденсата из модели пласта, что указывает на определенное экранирование водой в пористой среде части конденсата.

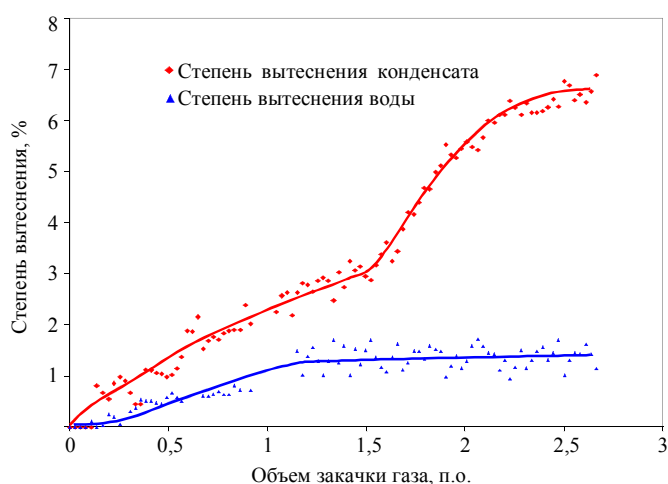


Рис.2. Динамика вытеснения конденсата газом

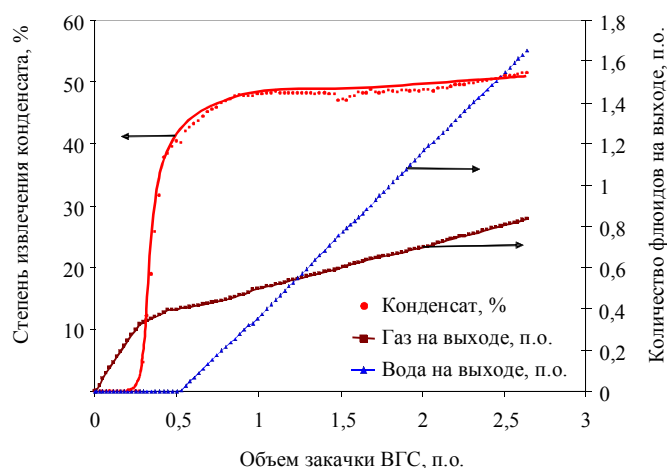


Рис.3. Динамика фильтрации в опыте № 6 (вытеснение конденсата ВГС)

вой колонки. Конечные насыщенности пористой среды определяли методом материального баланса (конденсат) и по результатам взвешивания (вода и газ). Характеристики модели пласта приведены в табл.1, результаты опыта – на рис.3. Проведенный эксперимент показал, что из модели первоначально вытесняется газ, затем на выходе из модели пласта появляется конденсат (вместе с газом). В момент появления конденсата скорость выделения газа из модели пласта заметно снизилась (излом на кривой зависимости количества газа на выходе от объема закачки).

Динамика вытеснения конденсата показывает, что в результате фильтрации воды в пористой среде сформировался вал из конденсата. После прокачки 0,50 п.о. ВГС на выходе из модели пласта появилась вода. Одновременно с этим выделение конденсата значительно снизилось и постепенно прекратилось.

Сопоставление результатов опыта № 6 (вытеснение конденсата ВГС) и № 3 (вытеснение конденсата водой) показывает, что при применении ВГС и воды в пористой среде образуется вал из конденсата. Вытеснение конденсата в опыте № 6 практически такое же, как в опыте № 3. Степень вытеснения конденсата в опыте № 3 составила 51,5 %, а насыщенность им пористой среды уменьшилась от 29 до 14,1 %.

В исследованиях была проведена серия экспериментов по вытеснению конденсата смесью, результаты которых приведены в табл.3.

Таблица 3

Результаты фильтрационных опытов по вытеснению конденсата водой и водогазовой смесью

Номер опыта	$K_{газ}$, мкм ²	Начальные насыщенности, %			Прорыв после прокачки, п.о.		Степень вытеснения, %		Остаточные насыщенности, %	
		Вода	Конденсат	Газ	Конденсат	Вода	Конденсат	Газ	Конденсат	Газ
3	12,3	22,2	28,5	49,3	0,30	0,43	47,6	75,3	14,9	12,1
6	12,7	22,7	29,0	48,3	0,27	0,50	51,5	~60	14,1	16,4
7	0,764	29,0	29,9	41,1	0,22-0,23	0,42	54,9	~70	13,5	16,5
8	13,3	26,9	20,6	52,5	0,26-0,27	0,68	52	~63	12,9	19,6
18	0,362	29,3	29,1	41,4	0,10-0,12	0,26	49,5	~80	14,7	26,5

Сопоставление результатов вытеснения конденсата водой и смесью показало следующее:

- способности воды и ВГС вытеснять конденсат из газонасыщенной пористой среды достаточно близки, что связано с образованием ВГС при закачке воды в газонасыщенную пористую среду, при этом средние значения степени вытеснения конденсата при фильтрации воды и ВГС 49,7 и 52,0 % соответственно;



• остаточные насыщенности конденсатом после вытеснения водой и ВГС мало различаются, средние значения остаточной конденсатонасыщенности при вытеснении водой и ВГС составляют 14,55 и 14,1 % соответственно;

• вытеснение конденсата ВГС начинается быстрее, чем при использовании воды (меньше период индукции на кривых вытеснения конденсата), таким образом, при вытеснении конденсата ВГС формирование вала конденсата происходит быстрее, чем при вытеснении конденсата водой.

Фильтрационные эксперименты по вытеснению нефти с использованием насыпных моделей и кернавого материала Уренгойского НГКМ. Для исследования вытеснения нефти была проведена серия фильтрационных экспериментов на насыпных моделях и кернах Уренгойского НГКМ.

В настоящее время нефть в нефтяных оторочках Уренгойского НГКМ разгазирована в результате снижения пластового давления до давления ниже давления насыщения. Это привело к возникновению в пористой среде еще одной фазы – газовой. Поэтому возникла необходимость проведения исследований, направленных на подбор эффективного вытесняющего агента для разработки запасов разгазированной нефти в нефтяных оторочках месторождения.

Доступными в условиях Уренгойского НГКМ являются вода и ВГС с низким содержанием газа. Использование одного газа (например, в режиме смешивающегося или ограниченно смешивающегося вытеснения нефти газовым агентом) и ВГС с высоким содержанием газа экономически малопривлекательно, поскольку требует закачки в пласт больших объемов газа (товарного метана или азота).

В экспериментах исследовали вытеснение модельной разгазированной нефти водой и ВГС с объемным содержанием газа 20 и 10 %. Первую часть экспериментов провели с использованием насыпных моделей пласта. Кроме того, был проведен опыт с составной линейной моделью пласта из керна продуктивного горизонта Уренгойского НГКМ (табл.4).

Таблица 4

Характеристика составной линейной модели 2К

Код образца	Объем образца, см ³	Диаметр, см	Длина, см	Поровый объем, см ³	Пористость, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Начальная водонасыщенность, %
4-13a	23,18	2,991	3,299	4,269	18,416	0,189	32,35
4-10b	23,195	2,992	3,299	4,649	20,044	0,159	30,06
1-9b	22,492	2,985	3,214	4,441	19,746	0,146	26,04
4-10a	22,556	2,98	3,23	4,560	20,216	0,146	29,43
4-7a	22,851	2,987	3,26	4,217	18,456	0,140	40,60
Средние значения		2,987	3,26	4,427	19,38	0,156	31,696

Результаты опыта № 2К по вытеснению нефти из линейной составной модели пласта (табл.5) из кернов Уренгойского НГКМ (табл.5, рис.4) показывают, что вытеснение нефти ВГС и динамика вытеснения нефти в опыте № 2К (керны) и № 22 и 24 (насыпные модели) однотипны. Из модели первоначально вытесняется небольшое количество газа, после чего на выходе из модели наблюдается смесь нефти, газа и небольшого количества воды, вытеснение нефти поршневое. После закачки 0,47-0,48 п.о. ВГС происходит увеличение скорости накопления воды на выходе из модели. Одновременно заметно снижается скорость вытеснения нефти и начинает стабилизироваться давление. Всего за период поршневого вытеснения нефти степень вытеснения составила 50 %.

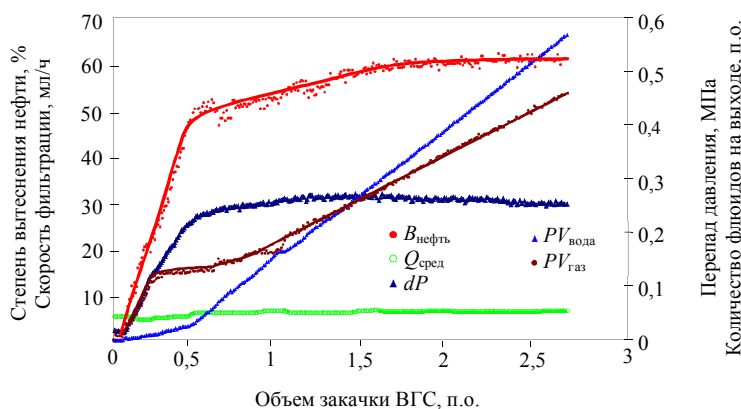


Рис.4. Динамика вытеснения нефти в опыте 2К



Таблица 5

Результаты фильтрационного опыта 2К

Этап	Флюид	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа		Скорость фильтрации, мл/ч	Насыщенности, %			Степень вытеснения нефти, %	T, °C	Противодавление, МПа
			Максимальный	Конечный		Нефть	Вода	Газ			
1	Нефть	4,67	–	0,0447	6,0	68,4	31,6	0	–	20	3,0
2	Азот	0,121	0,0299	0,0277	6,0	54,5	31,6	13,9	–	20	3,0
3	ВГС*	2,64	0,268	0,258	6,0	21,3	~58	~21	61	70	10,0

*Прорыв воды – 0,48 п.о., газа – 0,58 п.о.

Характеристика модели пласта. Пористая среда – цементированный керновый материал Уренгойского НГКМ. Проницаемости: по газу 0,159, по нефти при остаточной водонасыщенности 0,0443 мкм²; п.о. 22,14 мл; длина 16,31 см, диаметр 2,99 см. Флюиды: нефть Уренгойского НГКМ с плотностью 839 кг/м³, вязкостью (20 °C) 5,06 мПа·с, минерализованная вода – раствор хлорида натрия плотностью 1011 кг/м³, ВГС – смесь минерализованной воды и азота в объемном отношении 80/20 (при пластовых условиях).

Газ вытесняется из модели пласта сразу после начала фильтрации. В интервале от 0,27 до 0,58 п.о. количество газа на выходе практически не увеличивается (наблюдается плато), после чего выделение газа продолжилось с постоянной скоростью (прорыв газа из состава ВГС). Таким образом, вытеснение газа, содержащегося в образце, и прорыв газа из ВГС хорошо разделены во времени. По уровню плато было оценено, что ВГС вытеснила ~ 90 % газа, содержащегося в модели пласта.

В модель было закачено 2,64 п.о. ВГС. К концу эксперимента вытеснение нефти из пористой среды прекратилось, конечный коэффициент вытеснения составил 61 %, а остаточная нефтенасыщенность 21,3 %.

Сопоставление результатов опытов с использованием естественного керна (№ 2К) и насыпных моделей (№ 22, 24) показало хорошие совпадения степени вытеснения нефти и остаточной нефтенасыщенности для использованных типов пористых сред (табл.6). Таким образом, насыпные модели пласта из гидрофильного речного песка хорошо моделируют условия гидрофильного коллектора Уренгойского НГКМ.

Таблица 6

Результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти

Номер опыта	Проницаемость по газу, мкм ²	Вытесняющий флюид	Объем закачки, п.о.	Начальная насыщенность, %		Степень вытеснения нефти, %		Остаточная нефтенасыщенность, %	Прорыв нефти, п.о.	$\Delta P_{\text{ост}}$, МПа*
				Нефть	Газ	При поршневом режиме	Конечная			
20	0,480	Вода	2,76	59,2	15,7	38,0	47,5	31,1	0,13	0,0254
21	0,445	ВГС (80/20)	0,90	58,4	16,7	42,6	50,2	29,1	0,10	0,0485
22	0,415	ВГС (80/20)	2,56	58,3	16,3	40,0	57,0	25,1	0,12	0,0319
24	0,381	ВГС (90/10)	2,69	58,0	15,9	43,5	58,1	24,3	0,10-0,11	0,0419
25	0,402	ВГС (80/20)	2,78	74,9	0	61,0	72,1	20,9	0	0,0397
2К	0,159**	ВГС (80/20)	2,64	54,5	13,9	50	61	21,3	0,045	0,258

* $\Delta P_{\text{ост}}$ – установившийся (конечный) перепад давления.

**Составная линейная модель пласта из кернового материала.

Проведенные эксперименты показали следующее:

- ВГС является значительно более эффективным вытесняющим нефть агентом, чем вода. При использовании ВГС наблюдаются более высокие коэффициенты вытеснения нефти как на поршневом участке, так и конечных, после прокачки 2,56-2,78 п.о. флюидов (табл.6). Таким образом, даже в условиях несмешивающегося вытеснения ВГС являются значительно более эффективным флюидом, чем вода.



- Фильтрационные эксперименты проводили в условиях (инертный сухой газ, малая длина моделей пласта, экранирующее действие воды на массообмен между нефтью и газом, давление много ниже давления смесимости и пластового давления), которые обеспечивали несмешивающийся режим вытеснения нефти газом. В условиях реального пласта эффективность вытеснения нефти может увеличиться за счет снижения межфазного натяжения на границах раздела газ-нефть в результате многоконтakтного массообмена между нефтяной и газовой фазами.

- Эксперимент с использованием составной линейной модели пласта из сцементированного кернового материала (№ 2К) по основным характеристикам вытеснения нефти дал результаты, совпадающие с фильтрационными опытами с насыпными моделями пласта (№ 22/12, 24/12). Насыпные модели пласта из гидрофильного речного песка хорошо моделируют условия гидрофильного коллектора Уренгойского НГКМ.

- Сопоставление результатов опытов с моделями пласта, содержащими разгазированную и неразгазированную нефть, показывает, что наличие газовой фазы в пористой среде снижает эффективность вытеснения нефти и увеличивает остаточную нефтенасыщенность пористых сред. В опытах № 22 и 24 при вытеснении разгазированной нефти смесью остаточная нефтенасыщенность составляет 24,3-25,1 %, в опыте № 25 (неразгазированная нефть) остаточная нефтенасыщенность равна 20,9 %. Таким образом, процесс разгазирования нефти приводит к потере запасов. Повидимому, причиной этого является защемление части нефти газом в пористой среде.

- Сопоставление результатов опытов № 22 и 24 показывает, что ВГС с низким содержанием газа (10 %) является более эффективным агентом для вытеснения разгазированной нефти, чем при закачке в модель смеси с содержанием газа в 20 % для условий Урегойского НГКМ. Таким образом, возможно снижение расхода газа в водогазовой технологии, что уменьшит затраты и облегчит внедрение.

- Во всех экспериментах, моделирующих воздействие на пласт, наблюдали период индукции на кривых вытеснения нефти. Его наличие объясняется тем, что первоначально закачиваемый флюид поступает в газонасыщенные каналы пористой среды, вытесняя из них маловязкий газ. И только после того, как каналы пласта заполнятся водой и/или ВГС, начинается вытеснение нефти, при этом чем выше будут степень разгазирования нефти и газонасыщенность пористой среды, тем дольше закачка флюида не будет приводить к вытеснению нефти из коллектора. Повышение степени разгазирования нефти снижает эффективность последующей добычи нефти.

- Исследование вытеснения разгазированной нефти водой и ВГС проводили с моделями пласта, имеющими практически одинаковую начальную газо- и нефтенасыщенность. Повидимому, это, а также малая длина моделей пласта являются причинами, по которым длительность периода индукции не зависела от состава вытесняющего флюида. Можно предположить, что в условиях реального пласта более высокое фильтрационное сопротивление ВГС (по сравнению с водой) позволит быстрее достичь градиентов давления, при которых начинается движение нефти.

- Данные табл.6 показывают, что перепады давления при фильтрации ВГС (опыты № 22, 24 и 25) оказались выше, чем при фильтрации воды (опыт № 20), что указывает на то, что закачивание ВГС в пласт будет происходить при более высоких давлениях нагнетания и/или при меньших приемистостях скважин. Однако различие в фильтрационных характеристиках флюидов позволит более полно охватить пласт воздействием. Продавливать оторочку ВГС в пласте можно закачкой воды, что уменьшит затраты и расход газа. При закачке ВГС сопротивление при фильтрации возрастает в 1,4-1,5 раза. Можно ожидать, что именно во столько раз приемистость скважин при закачке ВГС будет ниже, чем при заводнении.

Заключение. Установлено, что для условий Уренгойского НГКМ водогазовые смеси с низким содержанием газа (10-20 %) обладают более высокой нефтевытесняющей способностью по отношению к разгазированной нефти по сравнению с водой. Степень вытеснения разгазированной нефти ВГС на 9,5-13,5 % выше, а остаточная нефтенасыщенность на 6,0-9,8 % ниже, чем при вытеснении водой.

Эксперимент с использованием составной линейной модели пласта из сцементированного кернового материала по основным характеристикам вытеснения нефти дал результаты, совпадающие с фильтрационными опытами с насыпными моделями пласта и показал высокую эффективность ВГВ



на пласт как метода увеличения нефтеотдачи при использовании его на нефтяных оторочках газоконденсатных месторождений.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что ВГВ показало хорошие результаты в экспериментах по вытеснению конденсата, остаточного газа и нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2016. 272 с.
2. Дубив И.В. Оценка перспективных технологий разработки сложнопостроенных месторождений высоковязкой нефти на примере Тазовского НГКМ // Бурение и нефть. 2014. № 5. С. 28-30.
3. Перепеличенко В.Ф. Перспективы освоения уникального нефтегазоконденсатного месторождения Якутии // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2012. № 1 (5). С. 67.
4. Дроздов Н.А. Исследование водогазового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. С. 80-83.
5. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201. DOI: 10.31897/PMI.2022.34
6. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Laboratory Researches of the Heavy Oil Displacement from the Russkoye Field's Core Models at the SWAG Injection and Development of Technological Schemes of Pump-Ejecting Systems for the Water-Gas Mixtures Delivering // SPE Heavy Oil Conference Canada, 12-14 June 2012. SPE 157819. DOI: 10.2118/157819-MS
7. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Malyavko E.A. et al. Investigation of SWAG Injection and Prospects of Its Implementation with the Usage of Pump-Ejecting Systems at Existing Oil-Field Infrastructure // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012, Moscow, Russia. SPE-160687-MS. P. 852-866. DOI: 10.2118/160687-ms
8. Drozdov A., Gorbyleva Ya., Drozdov N., Gorelkina E. Perspectives of application of simultaneous water and gas injection for utilizing associated petroleum gas and enhancing oil recovery in the Arctic fields // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 678. № 012039. DOI: 10.1088/1755-1315/678/1/012039
9. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении // Территория НЕФТЕГАЗ. 2017. № 10. С. 56-60.
10. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Bunkin N.F., Kozlov V.A. Study of Suppression of Gas Bubbles Coalescence in the Liquid for Use in Technologies of Oil Production and Associated Gas Utilization // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October 2017, Moscow, Russia. SPE-187741-MS. DOI: 10.2118/187741-MS
11. Drozdov A.N., Gorelkina E.I., Gorbyleva Ya.A., Narozhnyy I.M. Application of pump-ejecting system for SWAG injection and utilization of associated gas // International Conference on Engineering Systems, 14-16 October 2020, Moscow, Russia. Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1687. № 012040. DOI: 10.1088/1742-6596/1687/1/012040
12. Дроздов А.Н., Горбылева Я.А. Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 415-422. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.415
13. Drozdov A.N., Karabaev S.D., Olmaskhanov N.P. et al. Investigation of pump-ejector systems characteristics for water alternating gas injection // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. London: Taylor & Francis Group, 2021. P. 358-367. DOI: 10.1201/9781003164395-45
14. Gorelkina E.I. Improvement of Pump-Ejector Systems in order to Increase the Gas Discharge Pressure and System Efficiency // International science and technology conference «Earth science», 8-10 December 2020, Vladivostok, Russian Federation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 666. № 062007. DOI: 10.1088/1755-1315/666/6/062007
15. Drozdov A.N. Stand Investigations of ESP's and Gas Separator's Characteristics on GasLiquid Mixtures with Different Values of Free-Gas Volume, Intake Pressure, Foaminess and Viscosity of Liquid // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy. SPE-134198-MS. DOI: 10.2118/134198-MS
16. Zharko V., Burdakov D. Pilot Project Evaluating WAG Efficiency for Carbonate Reservoir in Eastern Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12-15 October 2021. SPE-206417-MS. DOI: 10.2118/206417-MS
17. Azari V., Rodrigues H., Suieshova A. et al. Long-term Strategy Optimization of Scale Squeeze Treatment in a Carbonate Reservoir Under CO₂-WAG Water-Alternating-Gas Injection // SPE International Conference on Oilfield Chemistry, 6-7 December 2021. SPE-204352-MS. DOI: 10.2118/204352-MS
18. Xiaoying Li, Shuhua Wang, Bin Yuan, Shengnan Chen. Optimal Design and Uncertainty Assessment of CO₂ WAG Operations: A Field Case Study // SPE Improved Oil Recovery Conference, 14-18 April 2018. SPE-190157-MS. DOI: 10.2118/190157-MS
19. Holtz M.H. Immiscible Water Alternating Gas (IWAG) EOR: Current State of the Art // SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April 2016, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-179604-MS. DOI: 10.2118/179604-MS
20. Kohata A., Willingham T., Chen P., Al Sowaidi A. Evaluation of Miscible Water Alternating Gas WAG Injection by Comparing with Lesson Learnt from an Immiscible Gas Injection Pilot // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November 2017, Abu Dhabi, UAE. SPE-188243-MS. DOI: 10.2118/188243-MS
21. Shahrokh O., Sohrabi M., Masalmeh Sh. The Impact of Gas/Oil IFT and Gas Type on the Performance of Gas, WAG and SWAG Injection Schemes in Carbonates Rocks // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 26-28 March 2018, Muscat, Oman. SPE-190338-MS. DOI: 10.2118/190338-MS
22. Ghazo S. Successful Implementation of EPC for New WAG Wells Project at SE-Field at ADCO // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 7-10 November 2016, Abu Dhabi, UAE. SPE-183096-MS. DOI: 10.2118/183096-MS
23. Chen H., Sen D., Datta-Gupta A., Nagao M. Model-Free Assessment of Inter-Well Connectivity in CO₂ WAG Projects Using Statistical Recurrent Unit Models // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-23 September 2021, Dubai, UAE. SPE-205944-MS. DOI: 10.2118/205944-MS



24. Mavis S., Berok J., Sinanan H.B. et al. Intelligent Completion Implementation in Immiscible WAG Wells in a Mature Offshore Field EOR Project // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 17-19 November 2020. SPE-202313-MS. DOI: 10.2118/202313-MS
25. Larsen A., Forland T., Øian E., Jarlsby D.O. Simulation Study for Field Implementation of WAG as Initial Drainage Strategy // SPE Norway Subsurface Conference, 2-3 November 2020. SPE-200727-MS. DOI: 10.2118/200727-MS
26. Katiyar A., Quoc N. A Numerically Optimized WAG Injection Strategy for Successful Implementation of Foam Assisted Gas EOR // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 October 2020. SPE-201758-MS. DOI: 10.2118/201758-MS
27. Basciulla G., Montes J., Romero P. et al. Feasibility of Foam Application in a Giant Mature Field Under Miscible WAG Injection // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November 2017, Abu Dhabi, UAE. SPE-188424-MS. DOI: 10.2118/188424-MS
28. Batot G., Delaplace Ph., Bourbiaux B. et al. WAG Management with Foams: Influence of Injected Gas Properties and Surfactant Adsorption // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 7-10 November 2016, Abu Dhabi, UAE. SPE-183326-MS. DOI: 10.2118/183326-MS
29. Groenenboom J., Kechut N.I., Mar-Or A. Foam-Assisted WAG: Injection Strategies to Optimize Performance // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 17-19 October 2017, Jakarta, Indonesia. SPE-186991-MS. DOI: 10.2118/186991-MS
30. Mohd Shafian S.R., Kamarul Bahrim R., Foo Y. et al. Foam Mobility Control During WAG Injection in a Difficult Reservoir With High Temperature and High Acid Gas // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, 11-13 August 2015, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-174571-MS. DOI: 10.2118/174571-MS
31. Spirov P., Rudyk S.N., Khan A.A. Foam Assisted WAG, Snorre Revisit with New Foam Screening Model // North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February 2012, Cairo, Egypt. SPE-150829-MS. DOI: 10.2118/150829-MS
32. Palyanitsina A., Safiullina E., Byazrov R. et al. Environmentally Safe Technology to Increase Efficiency of High-Viscosity Oil Production for the Objects with Advanced Water Cut // Energies. 2022. Vol. 15 (3). P. 1-20. DOI: 10.3390/en15030753
33. Mukhametzyanov I., Glavnov N., Akchurin R. et al. Field Test of Nitrogen Injectivity as a Method to Reduce the Uncertainties for the Miscible WAG Project // SPE Improved Oil Recovery Conference, 31 August – 4 September 2020. SPE-200386-MS. DOI: 10.2118/200386-MS
34. Nwachukwu A., Hoonyoung J., Sun A. et al. Machine Learning-Based Optimization of Well Locations and WAG Parameters under Geologic Uncertainty // SPE Improved Oil Recovery Conference, 14-18 April 2018, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-190239-MS. DOI: 10.2118/190239-MS
35. Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11
36. Katysheva E., Tsvetkova A. Economic and institutional problems of the Russian oil and gas complex digital transformation // International Multidisciplinary Scientific Geo Conference Surveying Geology and Mining Ecology Management, 30 June – 6 July 2019. Proceedings 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. 2019. Vol. 19. № 5.3. P. 203-208. DOI: 10.5593/sgem2019/5.3/S21.026
37. Samylovskaya E., Makhovikov A., Lutonin A. et al. Digital Technologies in Arctic Oil and Gas Resources Extraction: Global Trends and Russian Experience // Resources. 2022. Vol. 11 (3). P. 1-29. DOI: 10.3390/resources11030029
38. Semenova T. Value Improving Practices in Production of Hydrocarbon Resources in the Arctic Regions // Journal of Marine Science and Engineering. 2022. Vol. 10. P. 187-199. DOI: 10.3390/jmse10020187
39. Koptev V.Y., Kopteva A.V., Poddubnyy D.A. Increase in Energy Efficiency of Oil and Gas Companies by Perfecting of Management Systems // Proceedings of the 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). 2019. P. 548-552. DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8657041
40. Litvinenko V., Bowbrick I., Naumov I., Zaitseva Z. Global guidelines and requirements for professional competencies of natural resource extraction engineers: Implications for ESG principles and sustainable development goals // Journal of Cleaner Production. 2022. Vol. 338. № 130530. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130530
41. Moghadasi L., Ranaee E., Renna D. et al. Combining Two- and Three-Phase Coreflooding Experiments for Reservoir Simulation Under WAG Practices // International Petroleum Technology Conference, 13-15 January 2020, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. № IPTC-19914-Abstract. DOI: 10.2523/IPTC-19914-Abstract
42. Al-Qattan A., Gharbi R., Aladwani F. The Performance of Miscible Displacement in Marrat Reservoir // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, 8-10 October 2013, Kuwait City, Kuwait. SPE-167278-MS. DOI: 10.2118/167278-MS
43. Carpenter C. Largest WAG Pilot in Giant Al-Shaheen Field Reveals Optimization Methods // Journal of Petroleum Technology. 2019. Vol. 71 (06). P. 79-80. DOI: 10.2118/0619-0079-JPT
44. Klenner R., Gao P., Taghizadeh O. et al. Optimization of Production and CO₂ Utilization Via Parametric Representation and Evaluation of WAG Schedules // SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April 2016, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-179582-MS. DOI: 10.2118/179582-MS
45. Попов Д.И. Исследование возможностей водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем // Записки Горного института. 2008. Т. 174. С.53-55.
46. Gimazov A.A., Russkikh K.G., Murinov K.Yu. et al. Core Flow Models For Analysis Of Laboratory Tests On Parameters For WAG Simulations: A Case Study From R. Trebs Oil Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-176593-MS. DOI: 10.2118/176593-MS
47. Bo R., Male F., Wang Y. et al. Oil Saturation in Residual Oil Zones and Its Effect on CO₂ WAG Injection Strategies // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September – 2 October 2019, Calgary, Alberta, Canada. SPE-196230-MS. DOI: 10.2118/196230-MS
48. Hao Chen, Shenglai Yang, Jianchun Liu et al. Experimental Study on Injection Strategy of CO₂ Near-Miscible Flooding in Low Permeability Reservoirs with High Water Cut // International Petroleum Technology Conference, 14-16 November 2016, Bangkok, Thailand. № IPTC-18770-MS. DOI: 10.2523/IPTC-18770-MS
49. Hasan S., Kumar M., Abdelrahman M. et al. Reservoir Monitoring Activities for CO₂ WAG Pilots // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 15-18 November 2021, Abu Dhabi, UAE. SPE-208076-MS. DOI: 10.2118/208076-MS



50. Itriago C.Y., Araujo M., Molinaris J. Best Practices for Laboratory Evaluation of Immiscible WAG // SPE Improved Oil Recovery Conference, 14-18 April 2018, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-190303-MS. DOI: 10.2118/190303-MS
51. Вотинов А.С., Середин В.В., Колычев И.Ю., Галкин С.В. Возможность учета трещиноватости каширо-верейских карбонатных объектов при планировании пропантного гидроразрыва пласта // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 861-871. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.8
52. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 650-659. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7
53. Чернышов С.Е., Ретина В.А., Крысин Н.И., Макдоналд Д.И.М. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 660-666. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.8
54. Галкин С.В., Кочнев А.А., Зотиков В.И. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 410-414. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.410
55. Галкин С.В., Кривоцеков С.Н., Козырев Н.Д. и др. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 408-417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3
56. Petrakov D., Kupavykh K., Kupavykh A. The effect of fluid saturation on the elastic-plastic properties of oil reservoir rocks // Curved and Layered Structures. 2020. Vol. 7. Iss. 1. P. 29-34. DOI: 10.1515/cls-2020-0003
57. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э., Шустов Д.В. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 83-90. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83
58. Галкин В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Черных И.А. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 386-392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7
59. Кривоцеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 587-595. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12
60. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
61. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4
62. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896-907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11
63. Chanysheva A., Ilina A. The Future of Russian Arctic Oil and Gas Projects: Problems of Assessing the Prospects // Journal of Marine Science and Engineering. 2021. Vol. 9 (5). P. 1-15. DOI: 10.3390/jmse9050528
64. Ibatullin A.Kh., Zharkov A.M., Kochneva O.E. Geological and economic assessment of resources of oil field of the West-Siberian oil and gas province // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. London: Taylor & Francis Group, 2021. P. 52-61.
65. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Guzenko V.A. Unconventional oil and gas resources of high-carbon low-permeable strata of the domanic type of Russia // Conference Proceedings Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2021. P. 1-6. DOI: 10.3997/2214-4609.202157102
66. Syasko V., Shikhov A. Assessing the State of Structural Foundations in Permafrost Regions by Means of Acoustic Testing // Applied Sciences (Switzerland). 2022. Vol. 12 (5). № 2364. DOI: 10.3390/app12052364

Автор Н.А.Дроздов, канд. техн. наук, научный сотрудник, drozdov_na@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9890-562X> (Российский университет дружбы народов, Москва, Россия).