

УДК 622.279.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99

Моделирование технологий поддержания пластового давления закачкой углеводородных и неуглеводородных газов в ачимовские пласты

А. С. Русанов¹, А. С. Романов^{1*}, Е. А. Рейтблат^{1,2}, Д. Н. Глумов¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*asromanov@tinn.rosneft.ru

Аннотация. Предпосылками для исследования являются выбор оптимального агента для сайклинг-процесса и установление оптимальных условий, при которых достигается максимальный коэффициент конденсатоотдачи.

Цель данной работы — оценка технологической эффективности методов увеличения конденсатоотдачи при нагнетании в залежь углеводородных (метан) и неуглеводородных (азот, двуокись углерода) газов. Целевым объектом исследования является пласт Ач_{3,4} в пределах Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения.

Ведущим методом для выявления изложенной проблемы являются результаты гидродинамических расчетов, выполненных на композиционной гидродинамической модели, реализованной в формате ECLIPSE 300. Для моделирования на одном из участков пласта Ач_{3,4} подобран элемент разработки, в котором средние параметры соответствовали параметрам из полномасштабной модели.

Оценка эффективности выполнялась сравнением выбранных методов с базовым сценарием, представляющим традиционную схему разработки залежи пласта Ач_{3,4} на естественном режиме. Время начала закачки устанавливалось в гидродинамической модели после отбора 30, 50 и 85 % газа от начальных геологических запасов и при установившемся давлении 18, 37 и 40 МПа при условии достижения коэффициента извлечения газа, полученного в варианте разработки на естественном режиме. Технологическая эффективность вариантов разработки оценивалась по динамике изменения коэффициента извлечения конденсата в зависимости от динамики изменения коэффициента извлечения газа. Лучший вариант был выбран по максимальному значению коэффициента извлечения конденсата.

Результаты проведенных исследований по увеличению конденсатоотдачи пластов свидетельствуют об эффективности применения в качестве агента углекислого газа. Коэффициент извлечения конденсата зависит от соотношения нагнетательных и добывающих скважин, времени начала поддержания пластового давления и количества поровых объемов прокачки. Эффективность от закачки углекислого газа на поздних стадиях разработки резко возрастает при достижении минимального давления смешивания.

Ключевые слова: секторная модель, поддержание пластового давления, минимальное давление смешивания, закачка углекислого газа, пластовое давление

Для цитирования: Моделирование технологий поддержания пластового давления закачкой углеводородных и неуглеводородных газов в ачимовские пласты / А. С. Русанов, А. С. Романов, Е. А. Рейтблат, Д. Н. Глумов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 83–99.

Simulating the reservoir pressure maintenance strategy by injecting HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs

Alexander S. Rusanov¹, Alexander S. Romanov^{1*}, Elena A. Reitblat^{1,2},
Dmitry N. Glumov¹

¹*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**asromanov@tnc.rosneft.ru*

Abstract. Prerequisites for the study are selection of the optimal agent to maintain reservoir pressure and setting the optimal conditions under which the maximum condensate recovery factor is achieved.

The aim of the article is to assess the technological efficiency of methods for increasing condensate recovery while maintaining reservoir pressure by injecting hydrocarbon (methane) and non-hydrocarbon (nitrogen, carbon dioxide) gases. The subject of this study is the Ach_{3,4} reservoir within the Novo-Urengoyskoye license area of the Urengoy field.

The most effective methodology for identifying the stated issue is the outcome of hydrodynamic calculations conducted on a composite hydrodynamic model implemented in ECLIPSE 300 format. In order to model one of the sections of the Ach_{3,4} reservoir, a development element was selected in which the average parameters corresponded to those of the full-scale model.

The efficiency of the selected methods was evaluated by comparing them with the baseline scenario, which represents the conventional approach to the development of the Ach_{3,4} reservoir on depletion. The injection start was set in a dynamic model after removal of 30, 50 and 85 % of gas initially in-place and at a steady pressure of 18, 37 and 40 MPa, provided that gas recovery factor was achieved on depletion. The technological efficiency of the development options was evaluated by examining the dynamics of the condensate recovery factor in relation to the dynamics of the gas recovery factor. The optimal option was identified based on the maximum value of the condensate recovery factor.

The results of the studies conducted to increase condensate recovery from reservoirs indicate the effectiveness of using carbon dioxide as an agent. The condensate recovery factor depends on the ratio of injection and production wells, the time of the start of reservoir pressure maintenance and the number of pore volumes pumped. The efficiency of carbon dioxide injection at late stages of development increases dramatically when the minimum mixing pressure is reached.

Keywords: sector model, reservoir pressure maintenance, minimum mixing pressure, carbon dioxide injection, reservoir pressure

For citation: Rusanov, A. S., Romanov, A. S., Reitblat, E. A., & Glumov, D. N. (2024). Simulating the reservoir pressure maintenance strategy by injecting HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 83-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99

Введение

Сайклинг-процесс в газоконденсатных пластах различают по типу нагнетаемого в пласты рабочего агента и интенсивности воздействия.

По типу рабочего агента можно выделить методы, основанные на нагнетании углеводородных (метан) и неуглеводородных газов (азот, двуокись углерода).

По интенсивности воздействия методы делятся на методы, в которых нагнетание газа в пласт начинается при начальном пластовом давлении; и методы, в которых нагнетание газа в пласт начинается после снижения пластового давления на определенную величину.

Сайклинг-процесс применительно к Уренгойскому месторождению изучался в работах Р. М. Тер-Саркисова, А. Н. Шандрыгина, В. И. Петренко и других исследователей [1–4]. Сайклинг-процесс обеспечивает существенное повышение коэффициента конденсатоотдачи за счет предотвращения (или уменьшения интенсивности) процессов ретроградной конден-

сации пластовой смеси и вытеснения пластового (жирного) газа нагнетаемым сухим (отбензиненным) газом.

Способ поддержания пластового давления закачкой азота в газоконденсатную залежь пласта Ач₅²⁻³ Уренгойского месторождения изучался в работе Е. С. Макарова, А. Ю. Юшкова, А. С. Романова [1]. Авторами этой статьи отмечается, что максимальная эффективность от закачки азота достигается при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:2, при этом компенсация должна составлять не менее 100 %.

Процессы взаимодействия углекислого газа с газоконденсатными системами ачимовских пластов Уренгойского месторождения еще недостаточно изучены. Представляет интерес способ воздействия на пласт закачкой углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» [5]. Авторами этой статьи отмечается, что во избежание образования конденсата в пристволенной зоне необходимо поддерживать давление в резервуаре выше давления точки росы, при этом производительность процесса рекуперации газа с повышенным содержанием углекислого газа зависит от времени начала закачки и может быть оптимизирована.

Таким образом, наибольший исследовательский интерес с точки зрения максимизации коэффициента извлечения конденсата (КИК) для ачимовских пластов Уренгойского месторождения могут представлять методы, в которых в качестве агента воздействия на пласт используется углекислый газ (CO₂).

Объект и методы исследования

Характеристика секторной модели

Сайклинг-процесс с использованием различных схем размещения добывающих и нагнетательных скважин проводился на секторной модели. Секторные модели используются для отработки методик при проведении математических расчетов и анализе очень большого числа вариантов разработки. Как правило, показатели, полученные на секторных моделях, хорошо коррелируются с показателями разработки, полученными на полномасштабных моделях.

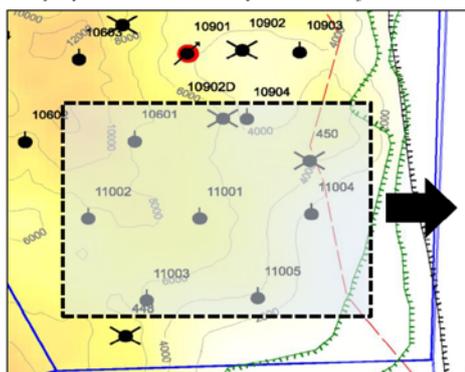
Секторная модель была вырезана из полномасштабной модели характерного района целевого объекта разработки (газоконденсатная залежь пласта Ач₃₋₄), расположенного недалеко от южной границы Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения (рис. 1).

Область моделирования представляет собой элемент добычи и закачки, в который попали семь добывающих скважин, при этом одна скважина располагается в центре и шесть на периферии.

В зависимости от стратегии реализации сайклинг-процесса скважина, расположенная в центре элемента разработки, может быть как добывающей, так и нагнетательной. Аналогичным образом скважины, расположенные на периферии, также могут менять свое проектное назначение.

Параметры	Ед. измер.	Секторная модель (СМ)
Количество ячеек по оси X	шт.	12
Количество ячеек по оси Y	шт.	13
Количество ячеек по оси Z	шт.	40
Количество ячеек	шт.	6240
Активных	шт.	1209
Dx	м	200
Dy	м	200
Dz	м	3
Длина модели	м	2400
Ширина модели	м	2600
Толщина модели	м	118
Глубина	м	3580

Характерный район целевого объекта разработки на Ново-Уренгойском участке

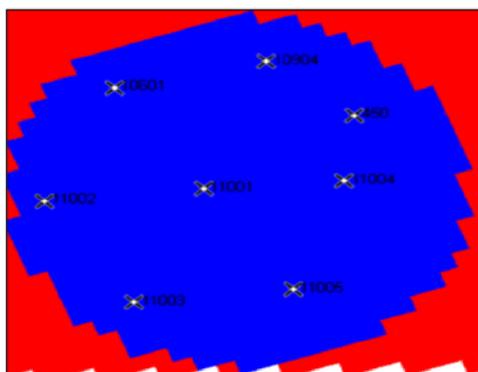


Условные обозначения

- газоконденсатная
- газоконденсатная, в бездействии прошлых лет
- пьезометрическая
- газоконденсатная, ликвидированная
- газоконденсатная, остановленная
- газоконденсатная, ожидание ликвидации
- вклинивание (наружу)
- замещение (внутри)
- замещение (наружу)
- безамплитудный разлом
- граница лицензии
- траектория по гисам

Параметры	Ед. измер.	Секторная модель (СМ)
Давление	МПа	56
Пористость	доли ед.	0.15
Проницаемость X	мД	0.9
Проницаемость Z	мД	0.09
Насыщенность водой	доли ед.	0.42
I/Объемный газа	доли ед.	317
I/Вязкость газа	доли ед.	24
Симулятор	-	E-300
Количество компонентов	шт.	12
Фонд	шт.	7
НГЗ конденсата	тыс. т	2588
НГЗ газа	млн м ³	11059

Область моделирования



Остаточные запасы

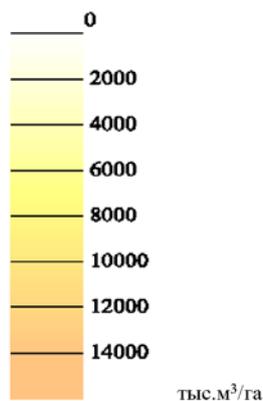


Рис. 1. Выбор участка для секторной модели

Размеры ячеек элемента разработки не корректировались и соответствуют размерам, принятым для полномасштабной модели. По осям DX и DY они составляли 200 м, а по оси DZ — 3 м.

Относительно полномасштабной модели количество ячеек по оси X в секторной модели сокращено в 8 раз, по оси Y — в 13 раз, по оси Z — не изменилось. Длина, ширина и толщина секторной модели

равны, соответственно, 2 400, 2 600 и 118 м, средняя глубина скважины составляла 3 580 м. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов в границах сектора соответствуют полномасштабной модели.

Моделирование сайклинг-процесса закачкой углекислого газа (CO_2), азота (N_2) и метана (CH_4) осуществлялось в несколько этапов:

- на *этапе I* изучались механизм взаимодействия газообразных агентов, предназначенных для закачки, с пластовой газоконденсатной системой пласта $\text{A}_{\text{ч}_{3-4}}$ Уренгойского месторождения и стратегия реализации сайклинг-процесса при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин после отбора 30 % газа от начальных геологических запасов (НГЗ);
- на *этапе II* изучалась стратегия реализации сайклинг-процесса при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин после отбора 50 % газа от НГЗ;
- на *этапах III и IV* проводилась проверка устойчивости вариантов с максимальным КИК, выбранных на этапах I и II, в которых закачка углекислого газа начинается после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ. Варианты различаются соотношением добывающих и нагнетательных скважин и установившимся давлением, которое зависит от темпа закачки.
- на *этапе V* лучший по КИК вариант с нагнетанием углекислого газа воспроизводится на полномасштабной модели.

Результаты

Этап I. Механизм взаимодействия CO_2 , N_2 и CH_4 с пластовой газоконденсатной системой

При реализации сайклинг-процесса на секторной модели в числе прочих изучался механизм влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему, который носит двойственный эффект и заключается в следующем:

- углекислый газ хорошо растворяется в газе — при увеличении концентрации CO_2 снижается давление начала конденсации, выпавший на забое конденсат растворяется в газе;
- углекислый газ хорошо растворяется в конденсате, что позволяет достигать минимального давления смешивания (МДС).

Для воспроизведения этого процесса была выбрана модель пластовых флюидов (PVT-модель), описывающая недонасыщенную газоконденсатную систему пластов $\text{A}_{\text{ч}_{3-4}}$ (давление насыщения — 50 МПа, начальное пластовое давление — 55 МПа), с высоким содержанием жидких углеводородов C_{5+} , которое составляло в модели 280–300 г/м³. Конденсат пластов $\text{A}_{\text{ч}_{3-4}}$ плотностью 780–790 кг/м³ характеризуется высоким содержанием парафиновых фракций (до 6–7 % масс).

Газоконденсатные залежи пластов $\text{A}_{\text{ч}_{3-4}}$ разрабатываются с 1996 года в режиме естественного истощения. За истекший период с начала разработки пластовое давление в зоне отбора снизилось до 30–35 МПа, при этом содержание жидких углеводородов в пластовом газе упало до 190–200 г/м³.

Для настройки уравнения состояния использовались результаты лабораторных исследований:

- давление начала конденсации;
- контактная конденсация (коэффициент сверхсжимаемости);
- контактно-дифференциальная конденсация (потери конденсата при снижении давления, коэффициент извлечения газа);
- сепаратор-тест (выход насыщенного и дегазированного конденсата, плотность дегазированного конденсата);
- вязкость пластового газа.

Создание PVT-модели проводилось в программном модуле PVTsim компании Schlumberger, использовалось кубическое уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга (Soave-Redlich-Kwong) «SRK» с поправкой плотности и корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка (LBC). Основные результаты настройки уравнения состояния приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сопоставление лабораторных и модельных параметров при настройке уравнения состояния

Параметр	Лабораторный эксперимент	Модель	Отклонение, %
Давление начала конденсации, МПа	49,5	49,2	-0,6
Конденсатогазовый фактор насыщенного конденсата, м ³ /м ³	534,0	525,0	-1,7
Конденсатогазовый фактор стабильного конденсата, м ³ /м ³	328,7	323,0	-1,7
Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	796,0	800,0	0,5

Поскольку пластовое давление в залежах снизилось, то для моделирования взаимодействия углекислого газа с конденсатом использовались равновесные составы конденсата при давлениях 35, 30, 25 и 20 МПа.

Проведение эксперимента «Slim tube» в программном модуле PVTsim позволило оценить величину МДС при взаимодействии углекислого газа с конденсатом, выпавшим при разном давлении. Результаты моделирования показали, что для состава конденсата, выпавшего в пласте при давлении 25 МПа и ниже, минимальное давление смешивания (МДС — точка перегиба кривой) достигается при установившемся давлении — 30–32 МПа (рис. 2). Это давление приблизительно равно давлению закачки углекислого газа на забое (31–32 МПа). Аналогичные расчеты при взаимодействии метана и азота с конденсатом показали, что МДС выпавших жидких углеводородов с метаном достигается при более высоком давлении, порядка 40 МПа, а при взаимодействии с азотом давления смесимости не достигается даже при давлении 80 МПа (см. рис. 2).

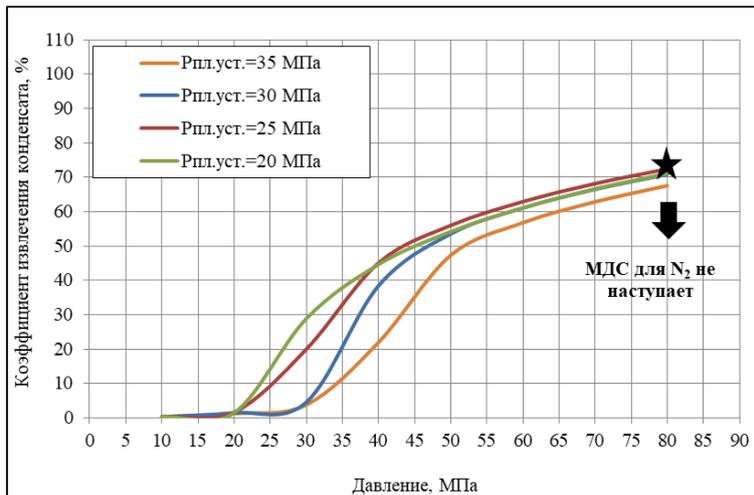
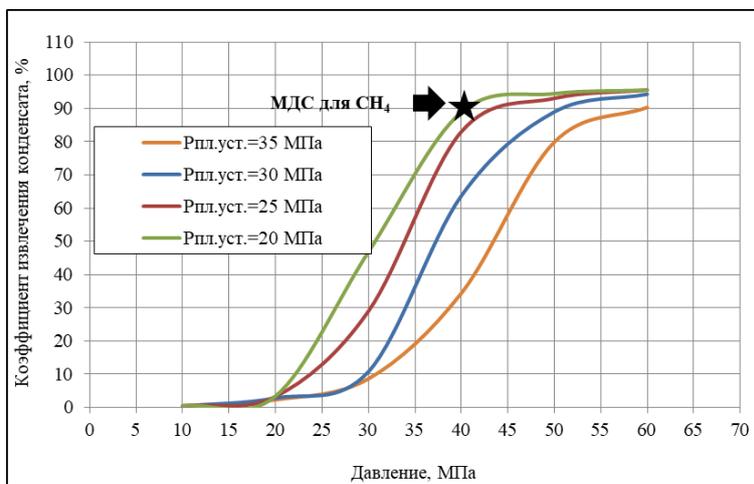
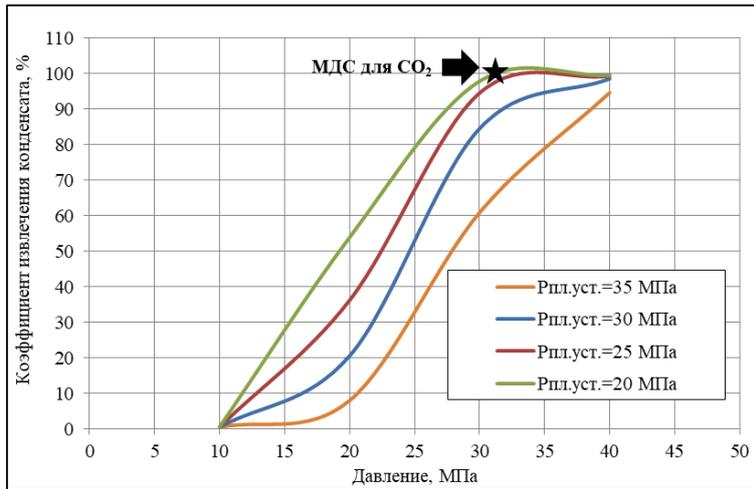


Рис. 2. Определение минимального давления смешивания для углекислого газа (CO_2), метана (CH_4) и азота (N_2)

На следующем этапе экспериментов при давлении 25 МПа были получены смеси пластового и углекислого газа: смешивался один моль пластового газа с 0,25–10 моль углекислого газа. Для каждой смеси построены фазовые диаграммы. Как видно из графика (рис. 3), давление начала конденсации при увеличении концентрации углекислого газа снижается, что должно приводить к испарению выпавшего конденсата в пластовый газ.

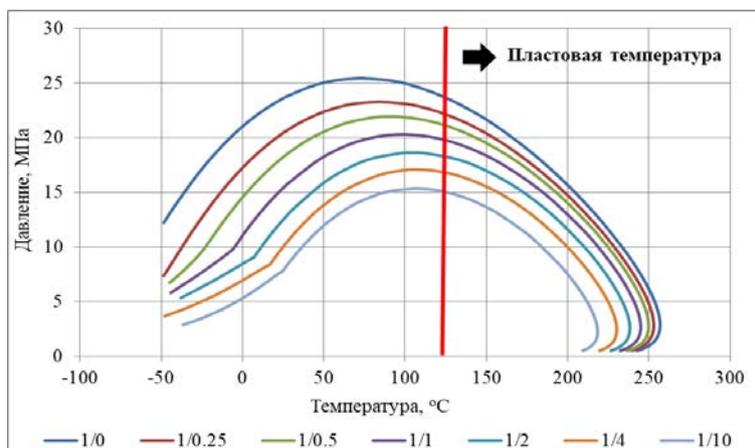


Рис. 3. Фазовые диаграммы пластовых смесей в зависимости от давления и температуры

Для изучения процессов, происходящих при закачке CO_2 , пластовая газоконденсатная система была сокращена до 12 компонентов, куда помимо CO_2 отдельно вошли такие компоненты, как азот и метан. Выделение неуглеводородных компонентов в отдельные фракции и группировка компонентов из 40 в 12 псевдофракций в гидродинамической модели (ГДМ) выполнены с целью сокращения времени счета и оценки изменения концентрации закачиваемого газа. Состав пластового газа после группировки в псевдокомпоненты приведен в таблице 2.

Таблица 2

Состав пластового газа в PVT-модели после группировки

Компонент	% моль		Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см ³
	Давление, 55 МПа	Давление, 25 МПа		
Азот	0,1831	0,1878	28,014	0,804
Углекислый газ	0,9412	0,9519	44,010	0,777
Метан	80,8870	82,3240	16,043	0,425
C_2	7,3103	7,3307	30,070	0,548
C_{3-4}	5,5365	5,4416	49,011	0,578

Компонент	% моль		Молярная масса, г/моль	Плотность, г/см ³
	Давление, 55 МПа	Давление, 25 МПа		
C ₅₊	1,2233	1,1448	77,266	0,638
C ₇₊	2,6364	2,1483	108,720	0,777
C ₁₂₊	0,6962	0,3916	179,570	0,822
C ₁₇₊	0,3676	0,0732	265,990	0,855
C ₂₄₊	0,1410	0,0057	362,210	0,876
C ₃₁₊	0,0384	0,0004	444,810	0,885
C ₃₆₊	0,0389	0,0001	510,000	0,901

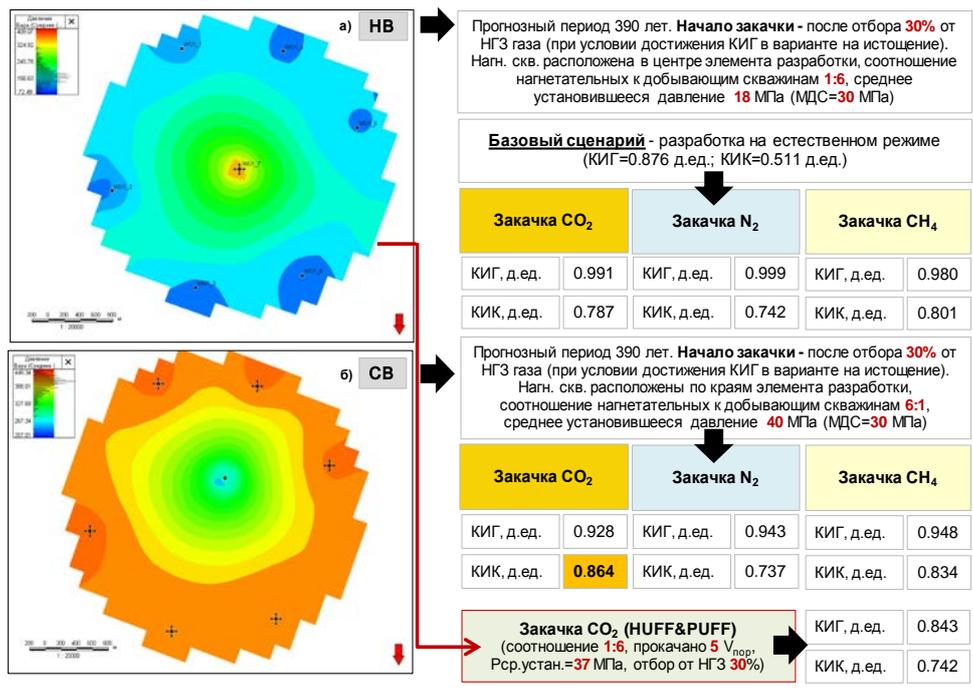
Этап I. Стратегия реализации сайклинг-процесса после отбора 30 % газа от НГЗ

Закачка газообразных агентов осуществлялась при условии расположения одной нагнетательной скважины в центре элемента разработки и шести добывающих скважин на периферии, соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 1:6. Схема сайклинг-процесса реализуется после отбора 30 % газа от НГЗ при условии установившегося пластового давления 18 МПа (рис. 4 а).

Следующая схема сайклинг-процесса предусматривала изменение проектного назначения расположенных на периферии добывающих скважин путем их перевода в нагнетательные, при этом скважина, расположенная в центре элемента разработки, становилась добывающей. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин по сравнению с предыдущими вариантами меняется на 6:1, при этом среднее установившееся давление в залежи составляет 40 МПа (рис. 4 б).

Расчеты показывают, что в случае закачки углекислого газа по схеме 1:6, когда установившееся пластовое давление ниже МДС, зона полной взаимной растворимости отсутствует, и вытеснение происходит без смешивания. При изменении схемы закачки на 6:1, когда установившееся пластовое давление достигает или становится выше МДС, начинает работать режим смешивающегося вытеснения, при котором происходит полное взаимное растворение вытесняемой и вытесняющей сред.

При закачке азота и метана происходит аналогичный процесс вытеснения газа через испарение. Значения КИК для разных агентов также отличны из-за влияния численной дисперсии. Азот — менее сжимаемый газ, чем двуокись углерода или метан, по этой причине требуется его меньшее количество для вытеснения одного и того же объема. Однако азот обладает менее эффективной испаряющей способностью по сравнению с метаном и углекислым газом.



Условные обозначения: МДС — минимальное давление смешивания при взаимодействии CO₂ с выпавшим в пласте конденсатом; СВ, НВ — режим смешивающегося и несмешивающегося вытеснения при нагнетании CO₂

Рис. 4. Этап I. Стратегия вариантов и коэффициенты извлечения (начало сайклинг-процесса после отбора 30 % газа от НГЗ)

В качестве дополнительного варианта помимо выше перечисленных рассматривался вариант с закачкой в пласт углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» (рис. 5 а). Процесс очень похож на процесс выброса CO₂ (EGR), в котором CO₂ используется для смешанного вытеснения природного газа и конденсата для улучшения извлечения углеводородов (рис. 5 б).

Процесс выброса CO₂ включает в себя закачку углекислого газа в область закупорки конденсатом вблизи ствола скважины, закрытие скважины на некоторое время и получение обратно выпаренного конденсата и двуокиси углерода. Снижение давления в точке росы является основным механизмом выброса CO₂ и связано с тем, что углекислый газ снижает давление за счет взаимодействия смешиваемого вещества с зоной закупорки конденсатом.

Закачка углекислого газа по технологии HUFF&PUFF или «ВДОХ-ВЫДОХ» осуществлялась при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:6, после отбора 30 % газа от НГЗ и установившемся давлении 37 МПа. Всего было прокачано пять поровых объемов пласта. При прочих равных условиях данная технология характеризуется меньшим

КИК и более быстрым достижением давления смешивания при меньших затратах энергии и поровых объемах прокачки агента.

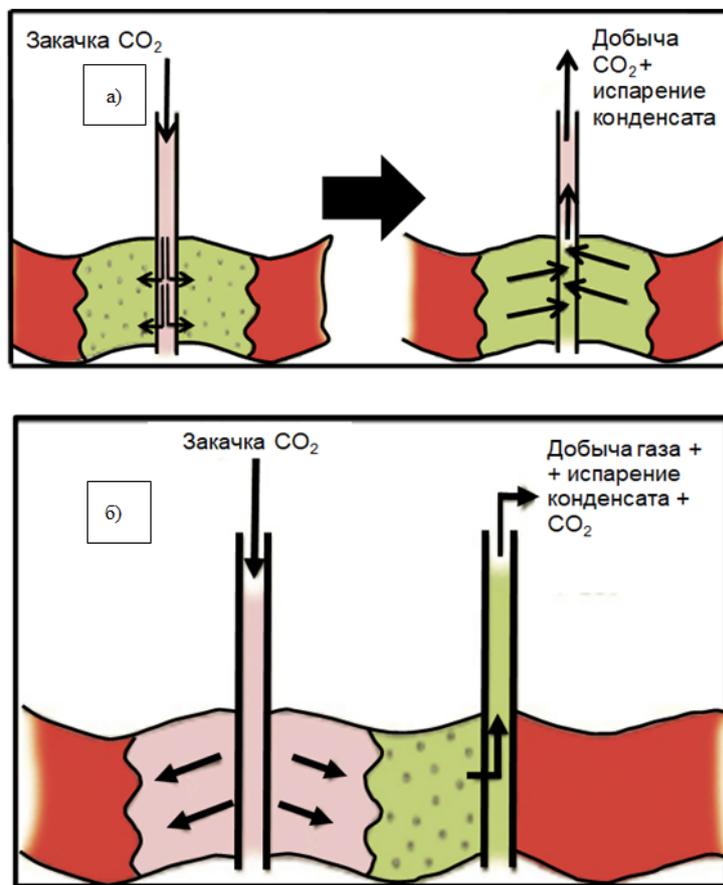
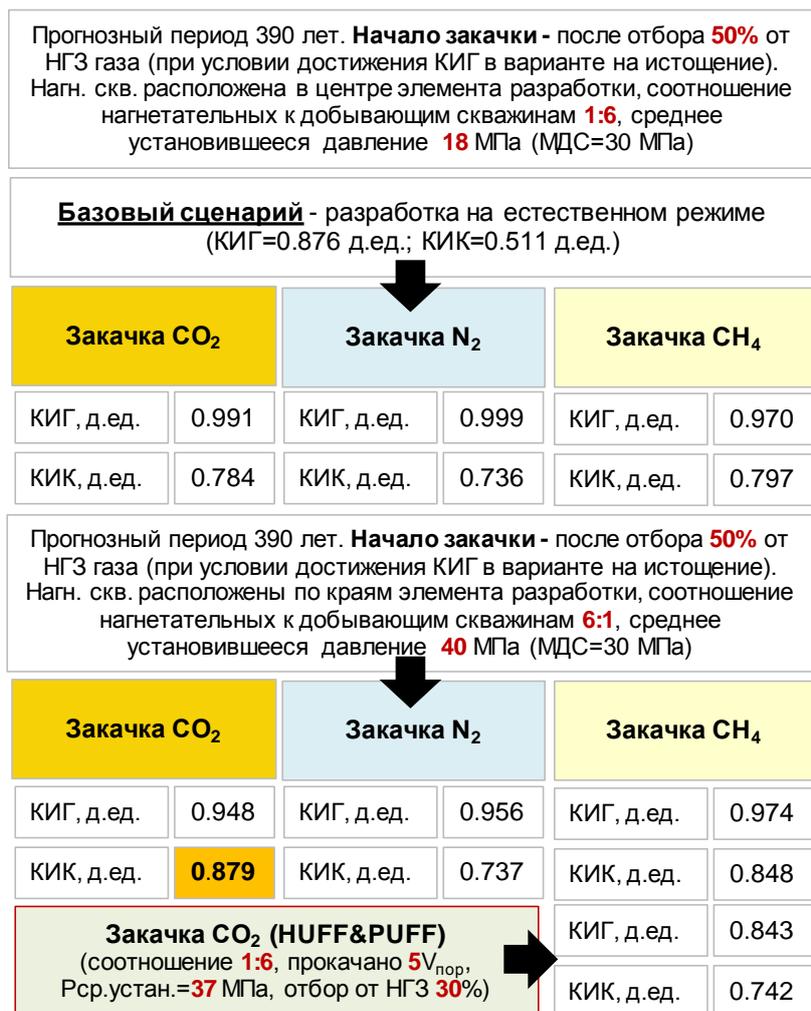


Рис. 5. Схема и описание процесса HUFF&PUFF (а) и выброса CO₂ (б)

Этап II. Стратегия реализации сайклинг-процесса после отбора 50 % газа от НГЗ

Перенос начала сайклинг-процесса на более поздний период в случае закачки углекислого газа и азота по схеме 1:6 не оказывает влияния на коэффициент извлечения газа (КИГ). По сравнению с предыдущими расчетами на *этапе I* изменение агента закачки на метан приводит к уменьшению КИГ на 1 %, при этом КИК снижается на 0,4 % при использовании углекислого газа, на 0,8 % — при использовании азота и на 0,5 % — при использовании метана. В случае закачки углекислого газа, азота, метана по схеме 6:1 по сравнению с предыдущими расчетами на *этапе I* КИГ увеличивается на 2,1 %, 1,4 % и 2,7 % соответственно. При использовании углекислого газа и метана КИК увеличивается на 1,7 %, а в случае применения азота КИК не изменяется (рис. 6).



Условные обозначения: см. рисунок 8

Рис. 6. Этап II. Стратегия вариантов и коэффициенты извлечения (начало сайклинг-процесса после отбора 50 % газа от НГЗ)

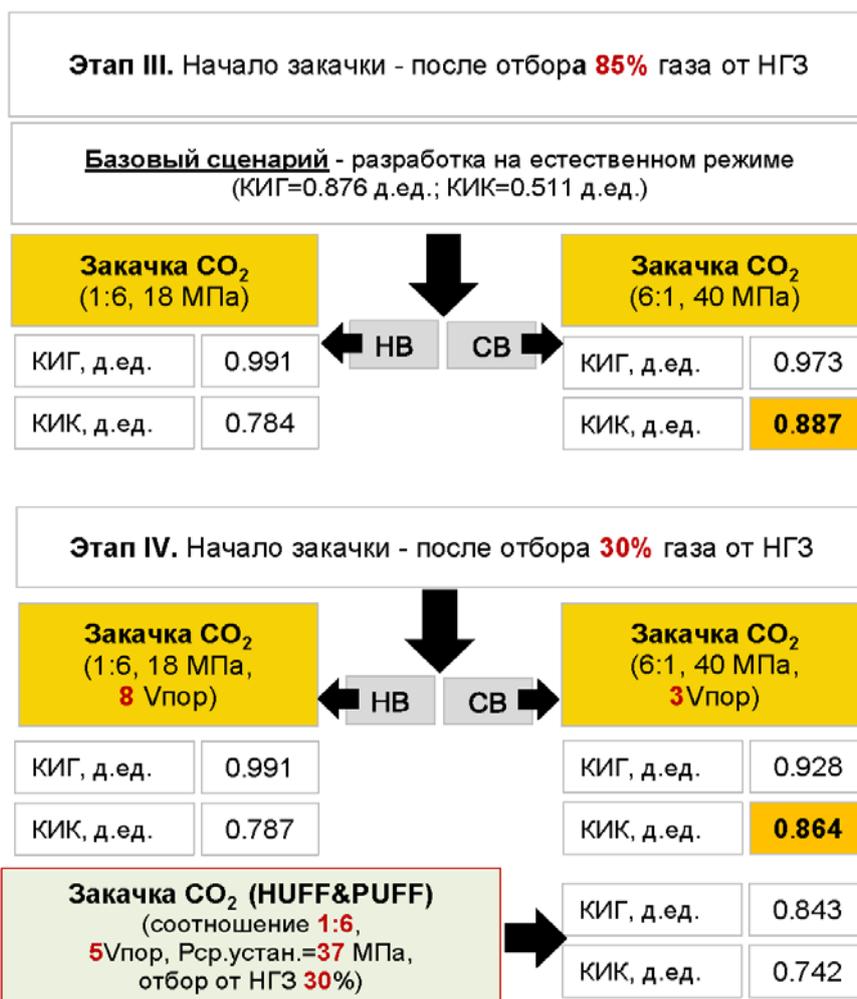
Этапы III, IV. Проверка устойчивости вариантов после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ

Таким образом, наиболее эффективным агентом для повышения КИК в геологических условиях пластов Ач₃₋₄ Уренгойского месторождения является углекислый газ (CO₂). Эффективность от закачки CO₂ усиливается, особенно на поздних стадиях разработки месторождения. Для подтверждения этого вывода были проведены специальные расчеты по нагнетанию в залежь только углекислого газа. За базовый сценарий принималась разработка залежи на естественном режиме, прогнозный период во всех вариантах составлял 390 лет.

На этапе III рассматривался случай воздействия на газоконденсатную залежь двуокисью углерода после отбора 85 % газа от НГЗ. Прогнозные показатели разработки рассчитывались при различном соотношении нагнетательных и добывающих скважин и установившемся пластовом давлении.

На этапе IV проверялась устойчивость вариантов с нагнетанием CO₂ при различных поровых объемах прокачки.

Основные показатели вариантов разработки, выполненных на этапах III и IV, приведены на рисунке 7.



Условные обозначения: см. рисунок 8

Рис. 7. Этапы III, IV. Проверка устойчивости вариантов при нагнетании CO₂ (начало сайклинг-процесса после отбора 85 и 30 % газа от НГЗ)

Максимальный КИК (0,864 д.ед.) при минимальных поровых объемах прокачки (3Vпор) достигается при соотношении нагнетательных и добыва-

ющих скважин 6:1, начале сайклинг-процесса при отборе из залежи не менее 30 % газа от НГЗ и установившемся давлении 40 МПа. При переносе сроков начала сайклинг-процесса вправо при отборе 50 и 85 % газа от НГЗ КИК по сравнению с вариантом на истощение увеличивается на 36,8 и 37,6 % и достигает 0,879 и 0,887 д.ед. соответственно.

Результаты расчетов показывают, что эффективность процесса испарения конденсата в случае использования в качестве агента углекислого газа резко возрастает при достижении минимального давления смешивания.

Как видно из графиков (рис. 8), КИК в основном зависит от установившегося в залежи пластового давления и поровых объемов прокачки.

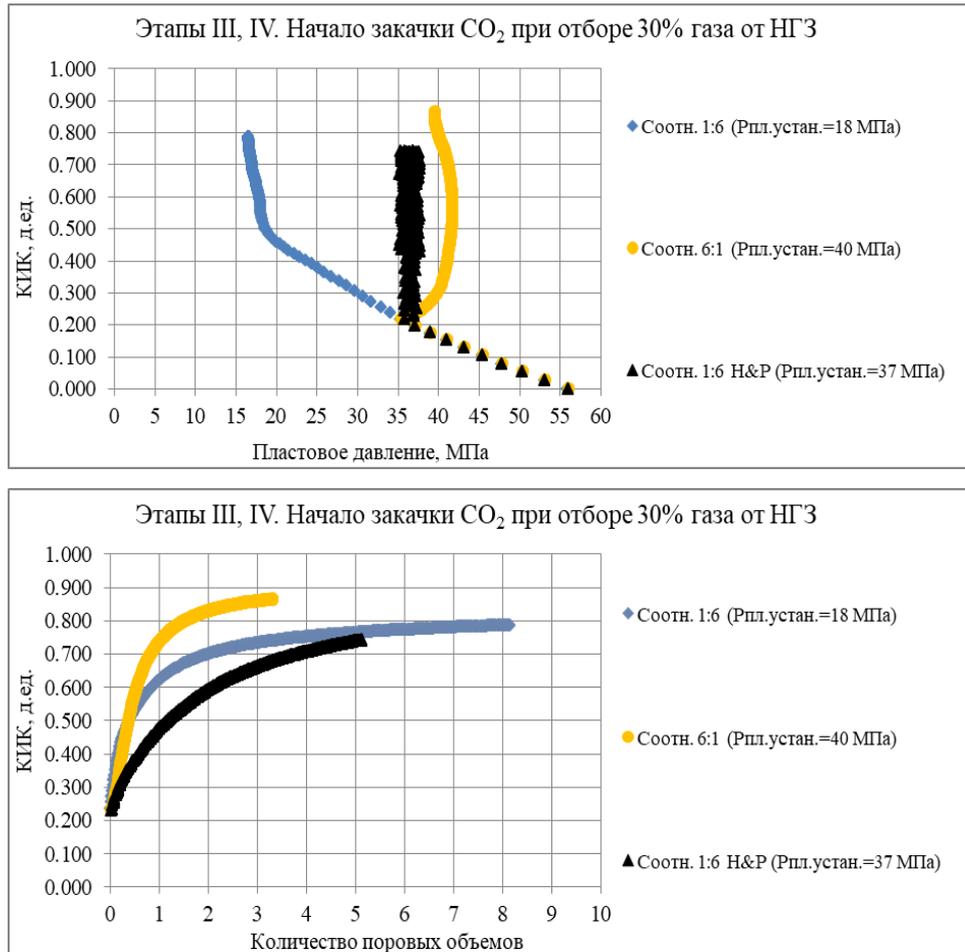


Рис. 8. Зависимости КИК от установившегося пластового давления и поровых объемов прокачки

На секторной модели полученные значения КИК в различных сценариях разработки превышали значения 0,700 д.ед. Это потенциально возможные КИК, которые могут быть получены в случае максимальной плотности сетки скважин, достаточно однородных ФЕС в зоне закачки и при

длительном сроке разработки пласта. В полномасштабной модели КИК находится на уровне 0,400–0,500 д.ед. и отражает фактический темп отбора газа из залежи, геологическое строение и текущую энергетику пласта.

Выводы

1. В результате использования в качестве агента *метана*, при установившемся пластовом давлении 18 МПа, соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1:6 и при условии отбора из залежи не менее 30 % газа от НГЗ, получен минимальный КИГ, равный 0,980 д.ед. При переносе сроков начала закачки вправо при условии отбора из залежей 50 % газа от НГЗ коэффициенты извлечения газа и конденсата не меняются. При изменении соотношения нагнетательных и добывающих скважин на 6:1, при прочих равных условиях (установившееся пластовое давление на момент закачки, отбор газа от НГЗ), получен максимальный КИГ, при этом КИК уступает аналогичным значениям при закачке углекислого газа. Однако у метана давление смешивания на 10 МПа выше, чем у углекислого газа, поэтому в нем растворяется меньший объем конденсата. Кроме того, при прочих равных условиях метан может использоваться на месторождении в качестве источника производства электрической энергии для местного потребления и компрессоров.

2. *Азот* — менее сжимаемый, чем углекислый газ или метан, по этой причине его для вытеснения одного и того же объема пластового газа требуется меньшее количество. Азот по сравнению с другими газами обладает менее эффективной испаряющей способностью.

3. При использовании в качестве агента углекислого газа при установившемся пластовом давлении 40 МПа, соотношении нагнетательных и добывающих скважин 6:1 и начале закачки при условии отбора из залежи не менее 30 % газа от НГЗ, достигается максимальный КИК, равный 0,864 д. ед. При переносе сроков начала закачки при условии отбора из залежей 50 и 85 % газа от НГЗ коэффициент извлечения конденсата относительно максимального увеличивается до 0,879 и 0,887 д.ед. соответственно.

Список источников

1. Макаров, Е. С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях / Е. С. Макаров, А. Ю. Юшков, А. С. Романов. – DOI 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3, № 1. – С. 79–90.

2. Петренко, В. И. Применение сайклинг-процесса на гигантском газоконденсатном месторождении Хасси Р'Мель в Алжире / В. И. Петренко. – Текст : непосредственный // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2012. – № 3 (32). – С. 92–96.

3. Тер-Саркисов, Р. М. Управление процессом разработки газоконденсатного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, А. А. Захаров, В. А. Николаев. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 39–40.
4. Шандрыгин, А. Н. Повышение эффективности сайклинг-процесса в трещиновато-пористых коллекторах / А. Н. Шандрыгин, Т. Н. Сегин. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1992. – № 7. – С. 32–34.
5. Odi, U. Analysis and potential of CO₂ Huff-n-Puff for near wellbore condensate removal and enhanced gas recovery / U. Odi. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October, 8–10, 2011. – URL: <https://doi.org/10.2118/160917-STU>.

References

1. Makarov, E. S., Yushkov, A. Yu., & Romanov, A. S. (2017). Study of the efficiency of methods for enhanced condensate recovery based on reservoir simulation models. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 3(1), pp. 79-90. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
2. Petrenko, V. I. (2012). Primenenie saykling-protssessa na gigantskom gazokondensatnom mestorozhdenii Khassi R'Mel' v Alzhire. Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, (3(32)), pp. 92-96. (In Russian).
3. Ter-Sarkisov, R. M., Zakharov, A. A., & Nikolaev, V. A. (2001). Upravlenie protssesom razrabotki gazokondensatnogo plasta. Gazovaya promyshlennost', (3), pp. 39-40. (In Russian).
4. Shandrygin, A. N., & Segin, T. N. (1992). Povyshenie effektivnosti saykling-protssessa v treshchinovato-poristykh kollektorakh. Gazovaya promyshlennost', (7), pp. 32-34. (In Russian).
5. Odi, U. (2011). Analysis and potential of CO₂ Huff-n-Puff for near wellbore condensate removal and enhanced gas recovery. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October, 8-10, 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/160917-STU>

Сведения об авторах / Information about the authors

Русанов Александр Сергеевич, *Alexander S. Rusanov*, Deputy
заместитель генерального директора по General Director for Gas Projects, Tyu-
газовым проектам, ООО «Тюменский men Petroleum Research Center LLC
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Романов Александр Сабурович, *Alexander S. Romanov*, Candidate
кандидат технических наук, эксперт, of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum
ООО «Тюменский нефтяной научный Research Center LLC, asroma-
центр», г. Тюмень, asromanov@nov@tnnc.rosneft.ru
tnnc.rosneft.ru

Рейтблат Елена Александровна, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» г. Тюмень; Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Elena A. Reitblat, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Industrial University of Tyumen

Глумов Дмитрий Николаевич, начальник управления новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Dmitry N. Glumov, Head of Sub-surface Division New and Foreign Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 07.04.2024; одобрена после рецензирования 21.05.2024; принята к публикации 27.05.2024.

The article was submitted 07.04.2024; approved after reviewing 21.05.2024; accepted for publication 27.05.2024.