

УДК 622.279.4
DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103

**Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции
на примере пластов Ач₃₋₄ Ново-Уренгойского участка
Уренгойского месторождения**

**А. С. Русанов¹, А. В. Стрекалов¹, А. С. Романов^{1*}, Е. А. Рейтблат^{1,2},
М. Ю. Москалец¹, А. Н. Карп¹, Д. Н. Глумов¹**

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

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*asromanov@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Предпосылками для исследования являются результаты расчетов для сайклинг-процесса, в которых вместо сухого газа в качестве агента для закачки в ачимовские пласты с целью увеличения коэффициента извлечения конденсата предлагается использовать углекислый газ.

Целью работы является оценка эффективности от закачки углекислого газа по технологии реинжекции и снижение углеродного следа на поздней стадии разработки месторождения. Объектом исследования является пласт Ач₃₋₄ в пределах Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения. Ведущим методом для выявления изложенной проблемы являются результаты моделирования на полномасштабной композиционной гидродинамической модели, реализованной в формате ECLIPSE 300. В модели учтена история разработки месторождения на естественном режиме.

В работе рассматриваются две схемы нагнетания углекислого газа в пласт. В первой схеме закачка чистого углекислого газа осуществляется по замкнутой схеме, при этом достижение углеродной нейтральности за счет захоронения не обеспечивается. Во второй схеме, закачка углекислого газа осуществляется по технологии реинжекции. С момента начала закачки реализация газа прекращается. Предусматривается реализация только конденсата, который выделяется из пластового газа на линии низкотемпературной сепарации и направляется на дальнейшую подготовку. После выделения конденсата смесь природного и углекислого газов в определенной пропорции подается на компрессорную станцию для обратной закачки в пласт в газообразном состоянии. При закачке чистого углекислого газа достигается коэффициент извлечения конденсата, сопоставимый с коэффициентом извлечения конденсата при закачке газа с 30 %-ной примесью углекислого газа. При этом данный вариант проигрывает базовому и другим вариантам по экономическим показателям из-за высоких капитальных вложений в реконструкцию существующего оборудования подготовки газа (требуется строительство установки аминовой очистки). При закачке углекислого газа по технологии реинжекции, помимо дополнительной добычи конденсата, выпавшего в пласте при разработке на естественном режиме, достигается снижение углеродного следа.

С точки зрения максимизации коэффициента извлечения конденсата подобрана оптимальная концентрация углекислого газа в смеси, которая нагнетается в пласт. Для максимизации коэффициента извлечения газа обоснован оптимальный срок начала закачки. Экономическая эффективность ожидается за счет дополнительного извлечения конденсата выпавшего в пласте, достижения углеродной нейтральности — за счет монетизации и захоронения углекислого газа.

Ключевые слова: закачка чистого углекислого газа, закачка углекислого газа по технологии реинжекции, минимальное давление смесимости, аминовая очистка

Для цитирования: Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции на примере пластов Ач₃₋₄ Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения / А. С. Русанов, А. В. Стрекалов, А. С. Романов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 80–103.

**Carbon dioxide injection into the Achimov formations using reinjection technology
by the example of Ach₃₋₄ formation in the Novo-Urengoy area of
the Urengoy field**

**Alexander S. Rusanov¹, Alexander V. Strekalov¹, Alexander S. Romanov¹,
Elena A. Reitblat^{1,2}, Mikhail Y. Moskalets¹, Alexander N. Karp¹, Dmitry N.
Glumov^{1*}**

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

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**asromanov@tnc.rosneft.ru*

Annotation. The prerequisites for the study are the calculation results for the cycling process, where carbon dioxide is proposed as the injection agent into the Achimov formations instead of dry gas, with the goal of increasing the condensate recovery factor. The work is focused on the efficiency assessment of carbon dioxide reinjection technology and reducing carbon footprint at a late stage of field development. The research object is the Ach₃₋₄ formation within the Novo-Urengoy license area of the Urengoy field. The leading method to identify this problem is the results of the full-scale composite dynamic model in the ECLIPSE 300 format. The model takes into account the history of field development on depletion. The article deals with two schemes for injecting carbon dioxide into the formation. In the first scheme, pure carbon dioxide is injected in a closed-loop system, but carbon neutrality through storage is not achieved. In the second scheme, carbon dioxide is injected using reinjection technology. Once injection begins, gas production stops. Only the condensate separated from the formation gas during low-temperature separation is sold and sent for further processing.

After allocation of the condensate, the mixture of natural gas and carbon dioxide, in a specific proportion, is sent to the compressor station for reinjection into the formation in a gaseous state. Injecting pure carbon dioxide achieves a condensate recovery factor similar to that of gas injection with a 30 % carbon dioxide mixture. However, this option is less economically viable compared to the base and other scenarios due to high capital costs for upgrading the existing gas processing equipment (requiring the construction of an amine treatment unit). With carbon dioxide injection using reinjection technology, in addition to recovering extra condensate that had condensed during natural depletion, a reduction in the carbon footprint is also achieved. To maximize the condensate recovery factor, the optimal concentration of carbon dioxide in the injection mixture has been determined. The optimal timing for the start of injection was identified to maximize gas recovery. Economic efficiency is expected from the additional recovery of condensate trapped in the reservoir and from achieving carbon neutrality through the monetization and storage of carbon dioxide.

Keywords: pure carbon dioxide injection, carbon dioxide reinjection technology, minimum miscibility pressure, amine treatment

For citation: Rusanov, A. S., Strekalov A. V., Romanov, A. S., Reitblat, E. A., Moskalets, M. Yu., Karp, A. N. & Glumov, D. N. (2024). Carbon dioxide injection into the chimov formations using reinjection technology by the example of Ach3-4 formation in the Novo-Urengoy area of the Urengoy field. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 80-103. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103

Введение

Результаты исследований, выполненные на секторной гидродинамической модели [1], где в качестве основного агента для закачки в ачимовские пласты предлагалось использовать углекислый газ (CO₂), показали, что при отборе из залежи не менее 30 % газа от начальных геологических запасов (НГЗ) достигается максимальный коэффициент извлечения конденсата (КИК). Перенос сроков начала закачки при условии отбора из залежей 50 и/или 85 % газа от НГЗ приводит к увеличению коэффициента извлечения конденсата относительно максимального. Проверка технико-экономической эффективности такой разновидности сайклинг-процесса была предпринята авторами настоящей статьи на полномасштабной модели пласта Ach₃₋₄.

По некоторым оценкам суммарные выбросы углекислого газа в России составляют порядка 1,5–1,7 млрд тонн ежегодно [2]. Формирование эмиссии углекислого газа происходит в основном за счет выбросов в сферах электроэнергетики и теплоснабжения, транспорта и металлургии

(суммарно 87 %). Доля нефтегазового сектора от общего количества выбросов составляет 5 %.

Накопленный опыт работы с газами (транспортировка, подземное хранение) и доступ к обширной геологической информации создают нефтегазовой отрасли глобальное преимущество при раскрытии потенциала Российской Федерации (РФ) в вопросах захоронения CO₂ в недрах [3]. Наиболее подходящие локации для создания проектов утилизации и хранения CO₂ в недрах РФ расположены в традиционных нефтегазодобывающих регионах, одним из которых является Западная Сибирь.

Технология CCUS (Carbon Capture Utilization Storage — улавливание, хранение и использование CO₂) имеет наибольший потенциал по объему утилизации углекислого газа и играет ключевую роль в достижении углеродной нейтральности.

Процесс извлечения выпавшего в пласте конденсата диоксидом углерода изучался на лабораторной установке, описанной в работах [4, 5]. Проведенные опыты определили условия возникновения двухфазной фильтрации при нагнетании газообразного диоксида углерода в пласт с исходной насыщенностью жидким деканом (конденсат) ниже критической. Подготовка модели к проведению экспериментов, процесс насыщения модели углеводородными компонентами (жидкими, газообразными) и методика проведения основных экспериментов подробно описаны в соответствующих публикациях [4, 5]. Авторами этих работ отмечается, что физическая картина процесса извлечения конденсата из пласта при нагнетании диоксида углерода во всех опытах идентична. Диоксид углерода в нагнетаемом газе появлялся при достижении параметром V (объем продукции, приведенный к пластовым условиям и поровому объему модели) значений 0,87, а декан начинал извлекаться при достижении концентрации CO₂ около 50 %. В начальный период процесса извлечения содержание декана в продукции оказалось постоянным — 37 %, то есть в три раза больше исходной насыщенности пористой среды деканом, равной 12 %. Это свидетельствует об образовании движущейся зоны повышенной насыщенности *вала* декана. Затем, несмотря на максимальную растворяющую способность газа, интенсивность извлечения декана и содержание его в продукции резко снижается из-за уменьшения текущей насыщенности пористой среды жидкостью.

Авторами работ [4, 5] доказано, что в условиях полной смесимости интенсивность извлечения конденсата пропорциональна содержанию смешивающихся компонентов в пористой среде. Одно из важных явлений с точки зрения воздействия на частично истощенные пласты — увеличение насыщенности жидкостью в зоне контакта пластовой смеси и диоксида углерода при нагнетании последнего в залежь.

Увеличение насыщенности пласта жидкой фазой происходит при пластовом давлении ниже минимального давления смесимости за счет рас-

творения газообразного диоксида углерода в жидком конденсате. При определенных условиях возможно такое увеличение насыщенности, которое сделает жидкую фазу подвижной, то есть возникнет двухфазная фильтрация [6]. Закачка CO_2 в *чистом* виде в частично истощенные газоконденсатные залежи на завершающей стадии разработки месторождения (в том случае, когда пластовое давление ниже давления смесимости конденсата и диоксида углерода) позволит извлекать выпавший конденсат в условиях двухфазной фильтрации газа и ретроградной жидкости аналогично тому, как это делается при прокачке обогащенного газа.

Основные проблемы при осуществлении данной модификации процесса нагнетания CO_2 будут связаны с отделением его от газоконденсатной смеси и рециркуляцией в пласте. Следует отметить, что выделение CO_2 из добываемого газа (особенно при значительном содержании его в продукции скважин) — достаточно сложный технологический процесс, требующий значительного увеличения капитальных вложений в строительство установки аминовой очистки.

Объект и методы исследования

Характеристика текущего состояния разработки исследуемого объекта

Газоконденсатные залежи пластов $\text{A}_{\text{ч}_{3-4}}$ на Ново-Уренгойском лицензионном участке Уренгойского месторождения находятся в активной стадии разработки с 1996 года. На объекте реализована равномерная сетка вертикальных скважин с расстоянием между забоями 1 600 метров, простимулированных гидроразрывом пласта (ГРП).

Всего в границах лицензионного участка пробурено 80 скважин. В настоящее время перебувало в эксплуатации 68 скважин, которые и предлагается использовать в расчетах на проектный период. Исследуемые пласты в пределах лицензионного участка характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), линзовидным строением и отсутствием краевых и подошвенных вод. Данные особенности геологического строения являются предпосылками для образования глубоких депрессионных воронок в центральной зоне.

Начальное пластовое давление в залежах составляло 60 МПа, текущее среднее пластовое давление снизилось до 41 МПа. В центральной (основной) зоне отбора пластовое давление снизилось на 52 % и составляет 29 МПа. Распределение пластового давления по скважинам указывает на формирование ярко выраженной депрессионной воронки в секторах 3, 5, 6, 8, что связано с наибольшими отборами газа из этой области в начальный период разработки. Слабой выработкой запасов характеризуются области в периферийных частях пластов (рис. 1, 2).

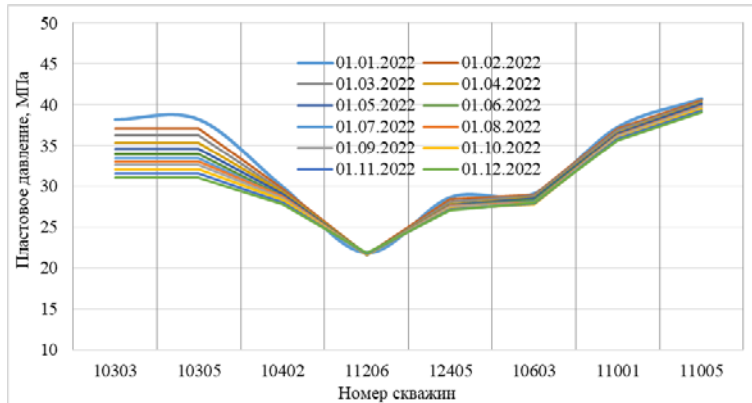
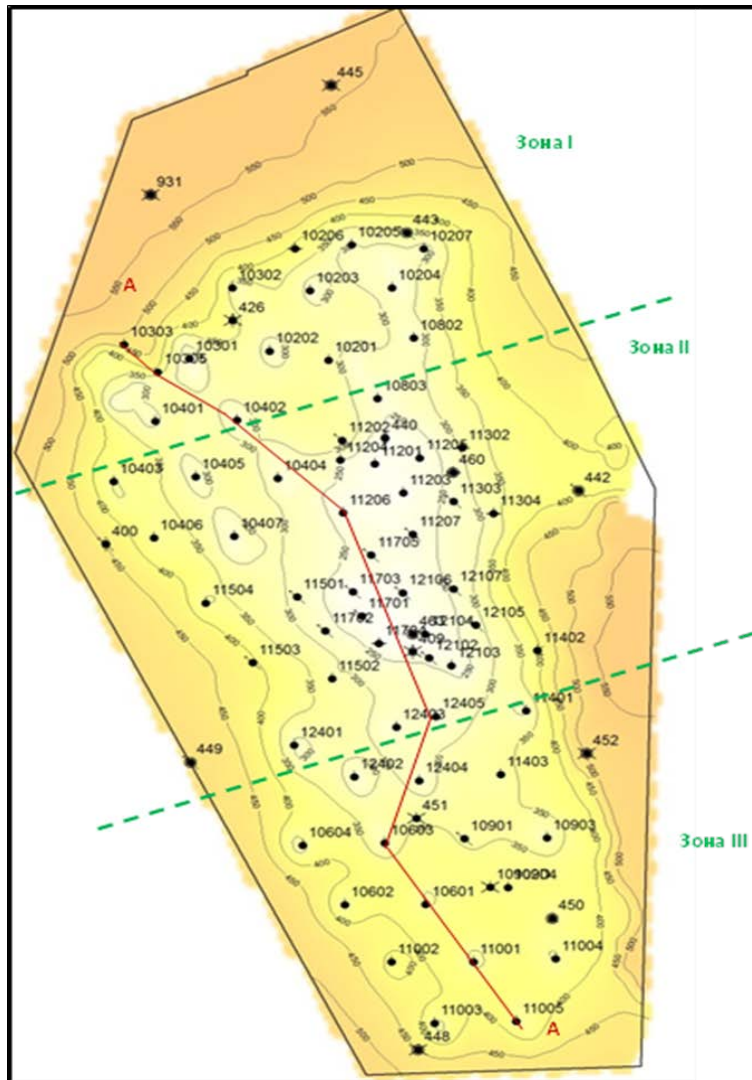


Рис. 1. Распределение пластового давления в зоне размещения добывающих скважин, пробуренных на Ново-Уренгойском лицензионном участке

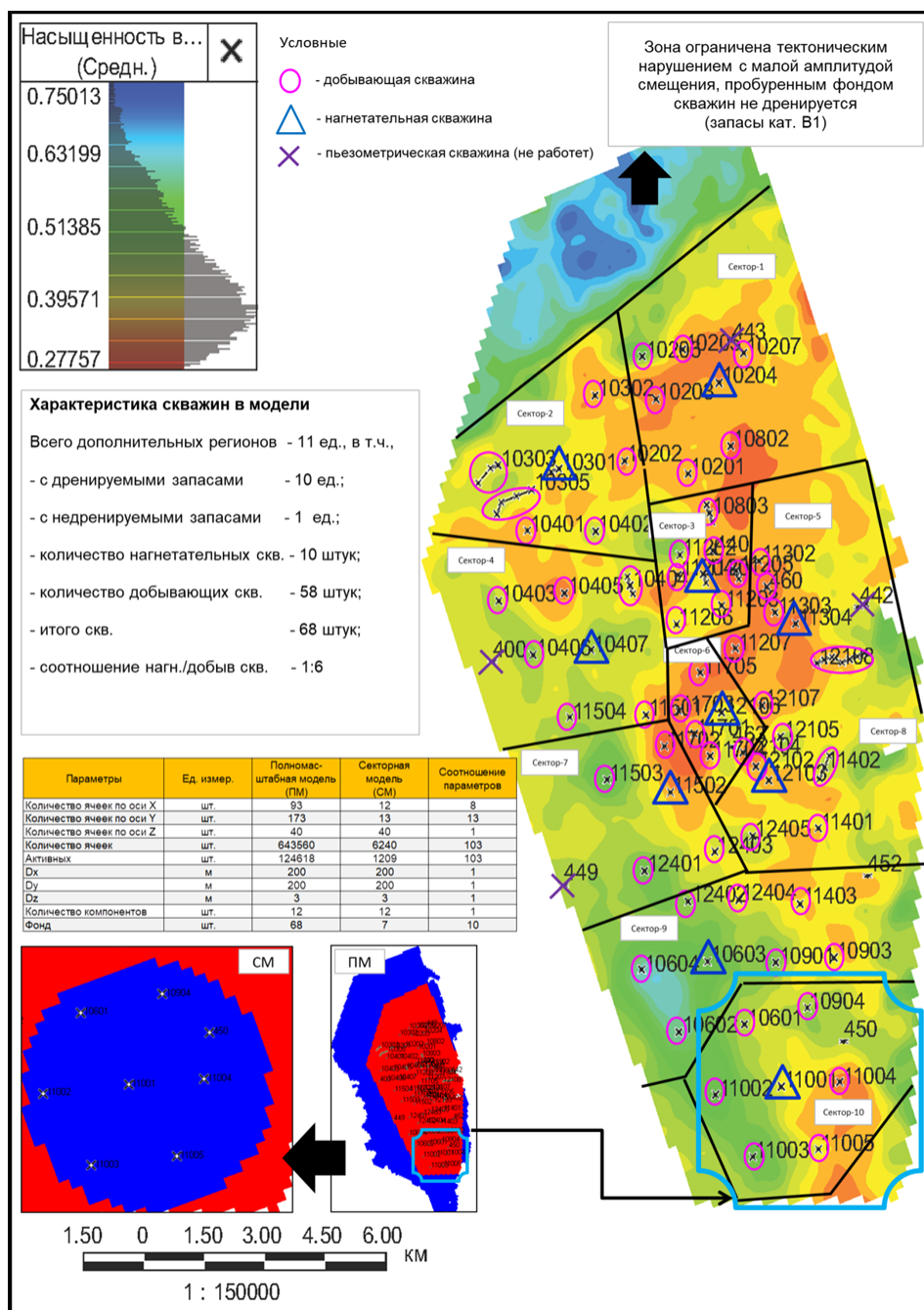


Рис. 2. Схема размещения скважин и характеристика модели пласта Ач₃₋₄

Характеристика модели и принципы управления добычей и закачкой

Для управления процессами отбора и закачки в полномасштабной модели при нагнетании углекислого газа в пласт в чистом виде и по технологии реинжекции было выделено 10 дополнительных регионов, которые

включают по одной нагнетательной скважине и от четырех до семи добывающих скважин (см. рис. 2).

Основной целью выделения дополнительных регионов является предварительная накачка отдельных областей пласта Ач₃₋₄ до установления в модели минимального давления смесимости (МДС). Для этого в варианте с закачкой чистого CO₂ контроль по элементам закачки/отбора осуществлялся с помощью ограничений по давлению, а в вариантах с нагнетанием углекислого газа по технологии реинжекции дополнительно заданы ограничения на добычу и закачку. В этих вариантах суточный групповой контроль по отбору газа не превышал 3,5 млн м³, а групповой контроль по закачке газа не превышал 7,0 млн м³.

Во всех вариантах учтена история разработки пласта на естественном режиме. При переводе добывающих скважин в нагнетательные с целью повышения охвата воздействием по разрезу предусматривается повторная стимуляция нагнетательных скважин ГРП со вскрытием пластов от кровли до подошвы.

Механизм влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему носит двойственный эффект и заключается в следующем:

- углекислый газ хорошо растворяется в газе — при увеличении концентрации CO₂ снижается давление начала конденсации, выпавший на забое конденсат растворяется в газе;
- углекислый газ хорошо растворяется в конденсате, что позволяет достигать минимального давления смесимости.

Для воспроизведения этого процесса была выбрана модель пластовых флюидов (PVT-модель), описывающая недонасыщенную газоконденсатную систему пластов Ач₃₋₄ (давление насыщения — 50 МПа, начальное пластовое давление — 55 МПа), с высоким содержанием жидких углеводородов C₅₊, которое составляло в модели 280–300 г/м³. Конденсат пластов Ач₃₋₄ плотностью 780–790 кг/м³ характеризуется высоким содержанием парафиновых фракций (до 6–7 % масс).

Обоснование минимального давления смесимости при закачке CO₂

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 и на рисунке 3. Проведение эксперимента Slim-tube в программном модуле PVTsim позволило оценить величину МДС при взаимодействии углекислого газа с конденсатом [7], выпавшим при разном давлении (см. рис. 3).

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

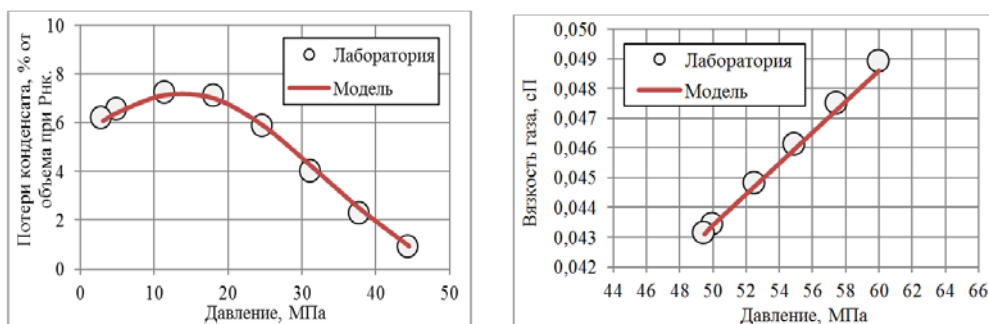


Рис. 3. Результаты настройки изотермы конденсации и вязкости пластового газа

Результаты моделирования показали, что для состава конденсата, выпавшего в пласте при давлении 25 МПа и ниже, МДС (точка перегиба кривой) достигается при установившемся давлении 30–32 МПа (рис. 4). Это давление приблизительно равно давлению закачки углекислого газа на забое, установленному в модели на уровне 31–32 МПа.

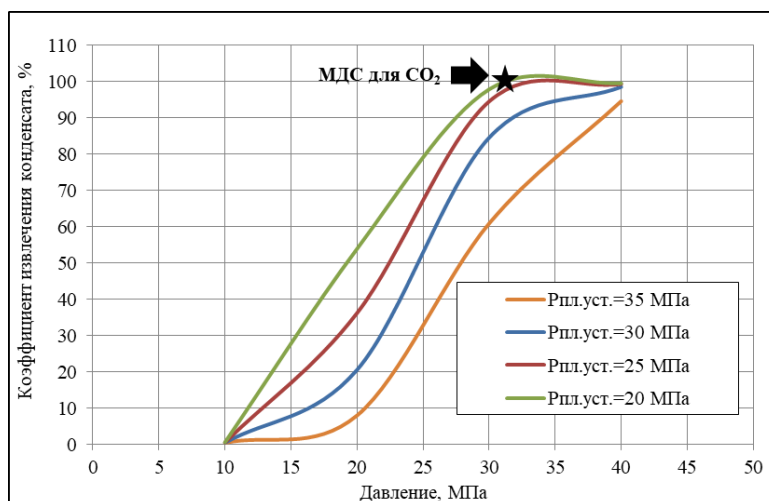


Рис. 4. Определение минимального давления смеси для углекислого газа (CO₂)

Концепция формирования вариантов

Для выбора наиболее эффективного варианта с поддержанием пластового давления (ППД) оценивалось два фактора:

- оптимальное соотношение концентрации CO₂ в нагнетаемом газе;
- оптимальное время начала закачки.

Моделирование эксперимента Slim-tube в PVT-симуляторе показывает, что увеличение концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе приводит к увеличению коэффициента извлечения конденсата (рис. 5).

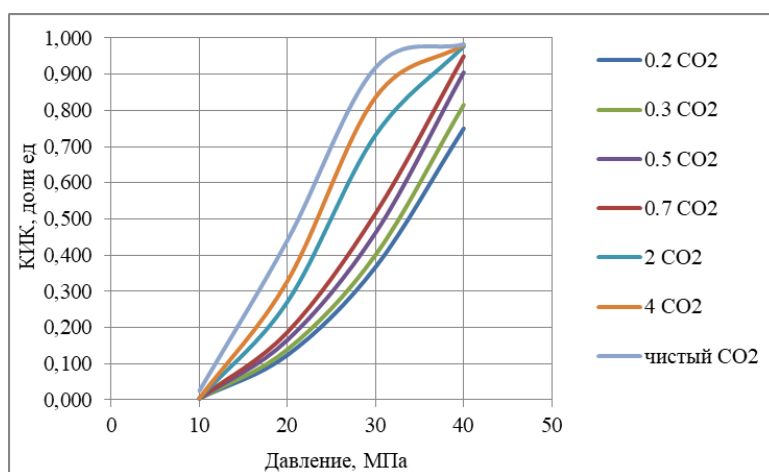


Рис. 5. Зависимость изменения коэффициента извлечения конденсата от концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе

Предварительные расчеты на композиционной гидродинамической модели подтверждают повышение содержания жидких углеводородов в газе при увеличении концентрации CO₂. С другой стороны, при увеличении концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе увеличивается

его объем, при этом доля извлекаемого углеводородного газа снижается, а следовательно снижается и объем добытого конденсата, что сказывается на коэффициенте извлечения и доходах от продажи конденсата (рис. 6).

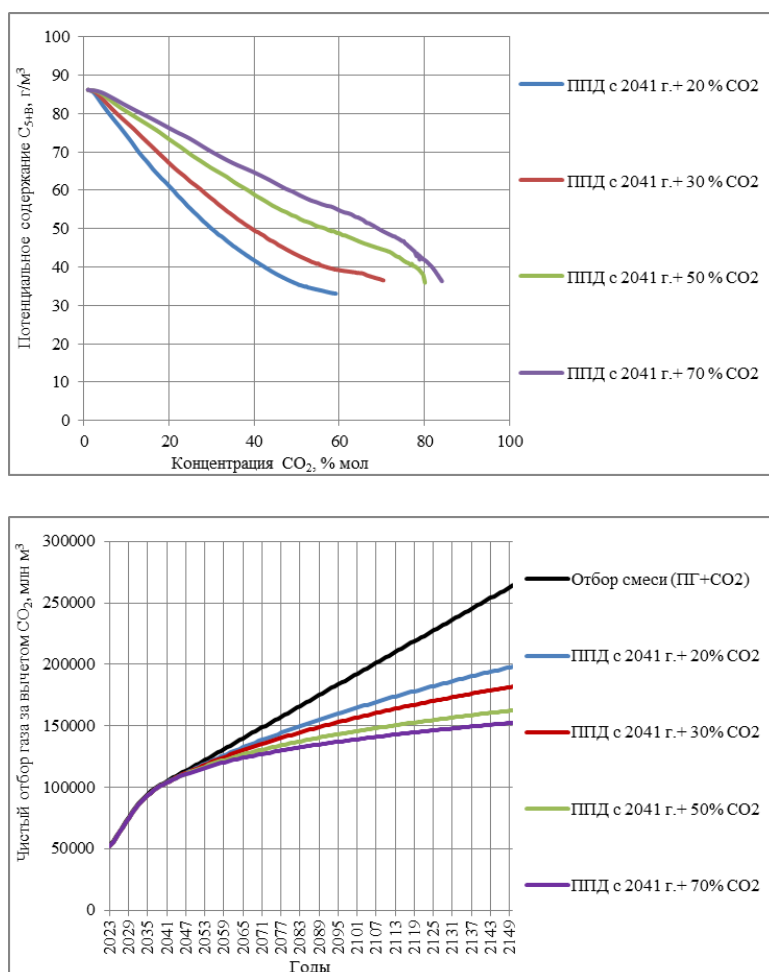


Рис. 6. Изменение содержания жидких УВ от концентрации углекислого газа (CO₂) в нагнетаемом газе и динамика чистого отбора газа по вариантам при закачке смеси с 2041 г.

На основании вышеизложенного были сформированы варианты с воздействием на частично истощенные газоконденсатные залежи ачимовских пластов в пределах Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения. Варианты с ППД базировались на двух основных схемах закачки. Первая схема предполагает организацию нагнетания CO₂ в чистом виде, вторая предусматривает закачку CO₂ по технологии реинжекции. Все варианты были объединены в четыре группы (табл. 2).

В группу 1 вошли базовый вариант (разработка на естественном режиме) и вариант с ППД закачкой чистого CO₂.

Таблица 2

Характеристика вариантов разработки

Вариант	Способ разработки	Группа	Год начала закачки	Рпл., МПа		Доля CO ₂ в газе	Отбор газа, млн м ³			КИГ доли ед	Объем CO ₂ для захоронения (макс.) млн м ³	Отбор конденсата тыс. т	КИК, доли ед.			Измен. КИК относительно варианта 1, %
				ПД (начало)	ПД (конец)		ПГ	СОГ	СО ₂				по ГДМ	по болбе РУТ	разница	
1	На естественном режиме	1	2041	–	4	–	121560	121560	–	0,794	–	13892	0,446	0,450	–	–
2	ПД закачкой чистого CO ₂			9	11	11	381635	134417	247218	0,877	–	16915	0,543	0,474	0,069	22
3	ПД закачкой газа с примесью CO ₂	2	2041	9	20	20	264164	102508	65891	0,669	293	17094	0,549	0,413	0,136	23
4				9	24	30	264165	102508	82147	0,669	439	16923	0,543	0,413	0,130	22
5				9	27	50	264168	102508	101444	0,669	732	16692	0,536	0,413	0,123	20
6				9	27	70	264164	102508	111538	0,669	1025	16322	0,524	0,413	0,111	17
7				9	27	200	264171	102508	119962	0,669	1464	16052	0,516	0,413	0,103	16
8				9	27	400	264162	102508	136294	0,669	1669	15850	0,509	0,413	0,096	14
9				ПД закачкой газа с примесью CO ₂	3	2048	8	15	30	186192	109866	161185	0,717	146	15729	0,505
10	8	28	200				186192	109865	53750	0,717	732	15217	0,489	0,428	0,061	10
11	8	34	400				186192	109865	65505	0,717	2398	14928	0,479	0,428	0,052	7
12	ПД закачкой газа с примесью CO ₂	4	2058	7	13	30	150391	115285	13015	0,753	110	14740	0,473	0,438	0,035	6
13				7	13	200	150391	115285	22528	0,753	366	14736	0,473	0,438	0,035	6
14				7	34	400	150390	115285	30232	0,753	1464	14463	0,464	0,438	0,026	4

Условные обозначения: ПД — поддержание пластового давления, КИГ — коэффициент извлечения газа, КИК — коэффициент извлечения конденсата, ПГ — пластовой газ, СОГ — сухой отбензиненный газ на реализацию, ГДМ — гидродинамическая модель, БВ — базовый вариант

В *группу 2* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2041 года или через 18 лет после предварительного истощения. Смысл этих вариантов заключается в поиске оптимальной концентрации CO_2 при смешении с пластовым газом. Предварительные расчеты показывают, что максимальный КИК достигается, если концентрация CO_2 в нагнетаемом газе не превышает 20 %. Варианты с долей CO_2 в газе 20 и 30 % сопоставимы по значениям КИК, причем, с точки зрения объема захоронения CO_2 , для дальнейшей проработки был выбран вариант с долей CO_2 в нагнетаемом газе 30 %, так как в этом варианте максимальный объем для захоронения углекислого газа находится в диапазоне значений потенциальных объемов генерации CO_2 ПАО «НК «Роснефть» (61 млн м^3) и сторонних предприятий региона (73 млн м^3) до 2050 года, сумма которых составляет 134 млн м^3 [8].

В *группу 3* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2048 года или через 26 лет после предварительного истощения. Перенос начала закачки на более поздний срок приводит к росту коэффициента извлечения газа (КИГ), влияет на объем добытого конденсата и форму кривой изменения КИК. При закачке через 18 и 26 лет после предварительного истощения форма кривой изменения КИК носит гиперболический характер, а при кратном увеличении концентрации CO_2 в нагнетаемом газе выравнивается вдоль оси абсцисс (рис. 7).

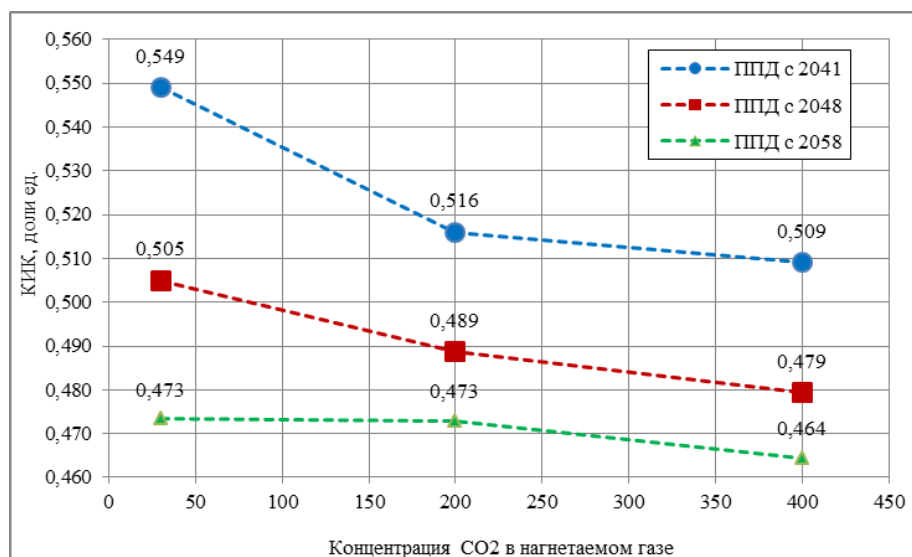


Рис. 7. Зависимость коэффициента извлечения конденсата (КИК) от концентрации углекислого газа (CO_2) в нагнетаемом газе

В *группу 4* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2058 года или через 36 лет после предварительного истощения. Эти варианты направлены на поиск комплексного решения, когда эффект от закачки достигается не только за счет дополнительного извлечения конденсата, выпавшего в пласте, но и за счет компенсации операционных затрат путем продаж дополнительных объемов углеводородного газа.

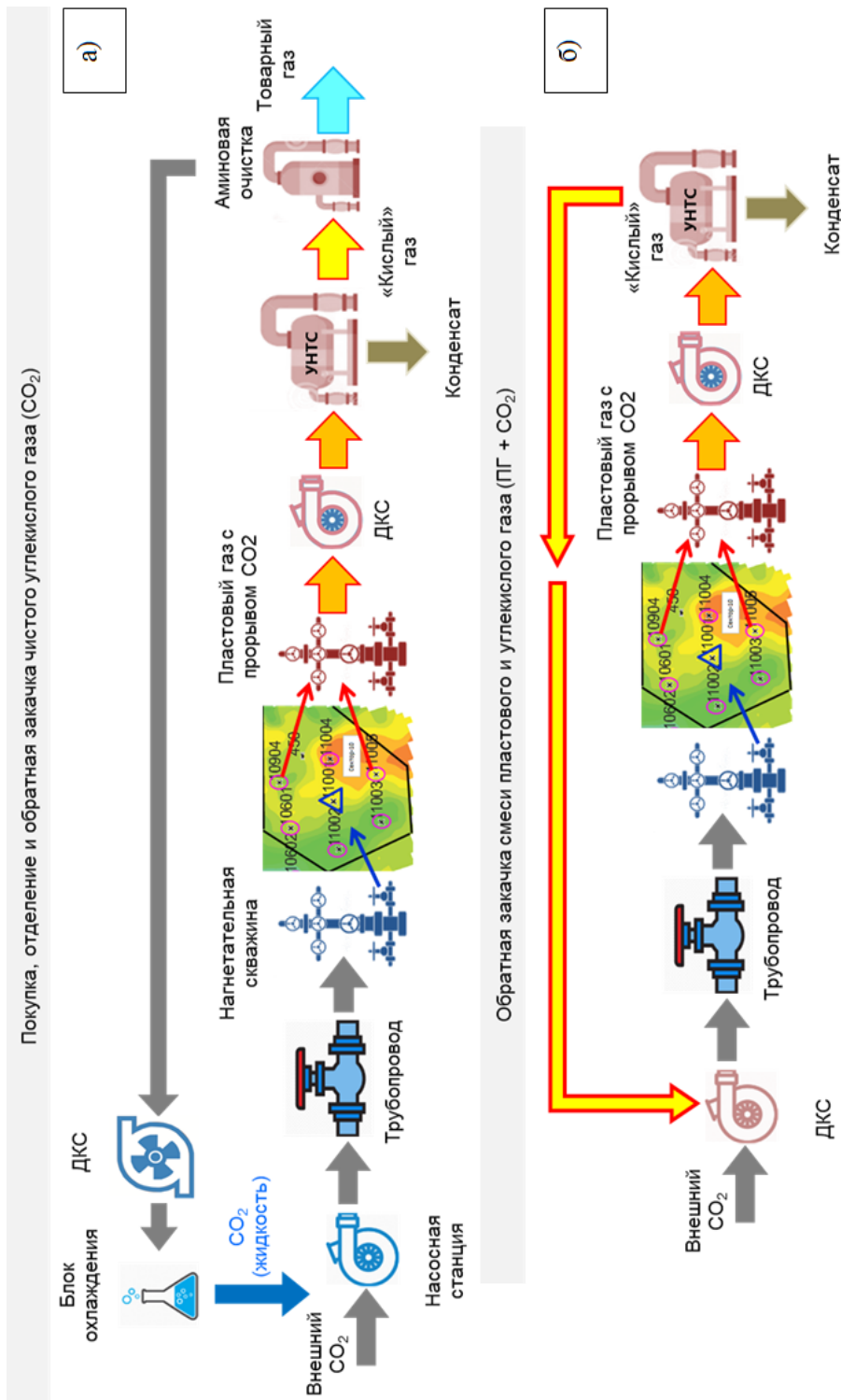


Рис. 8. Принципиальная технологическая схема: а) при закачке чистого CO₂; б) при закачке смеси (ПГ + CO₂)

Из рисунка 7 видно, что перенос начала закачки (через 36 лет после предварительного истощения) не оказывает существенного влияния на характер изменения КИК. Видно, что форма кривой КИК меняется в обратную сторону и приобретает выпуклый характер на отрезке изменения концентрации CO_2 в нагнетаемом газе от минимального значения (30 %) до 200 % и 400 %.

Схемы подготовки продукции добывающих скважин при закачке углекислого газа

На рисунках 8а и 8б показаны схемы подготовки продукции в вариантах с поддержанием пластового давления (ППД).

В варианте с закачкой чистого CO_2 после сбора, подготовки и разделения продукции предусматривается реализация природного газа и конденсата. Закачка чистого CO_2 осуществляется в жидком состоянии с применением насосной станции. Отделение CO_2 осуществляется при помощи аминовой очистки, после чего углекислый газ направляется на компрессорную станцию для сжатия и далее подается в блок охлаждения. В результате компримирования и охлаждения происходит фазовый переход CO_2 из газообразного в жидкое агрегатное состояние (см. рис. 8а).

Согласно технологической схеме обратной закачки CO_2 по технологии реинжекции (рис. 8б), предусматривается реализация только конденсата. Конденсат отделяется на линии низкотемпературной сепарации и направляется на дальнейшую подготовку. Смесь природного газа и CO_2 подается на компрессорную станцию для совместной закачки в пласт в газообразном состоянии. При значительных объемах закачки достигается 100 %-ная компенсация отбора и происходит дополнительная добыча выпавшего в пласте конденсата, растворенного в кислом газе, при этом ожидается существенное повышение КИК при длительном сроке разработки месторождения по сравнению с вариантом разработки месторождения на естественном режиме.

Результаты

Результаты технологических расчетов

Для моделирования использовалось 68 скважин из числа перебивавших в эксплуатации и расположенных в границах рассматриваемого лицензионного участка.

В вариантах с ППД 10 добывающих скважин переводятся под закачку. В модели учтена история разработки газоконденсатных залежей, начиная с 1996 года. Проектный период во всех вариантах за исключением варианта 1 составляет 128 лет (начинается с 2023 года и заканчивается в 2150 году). Результаты моделирования по схеме закачки чистого CO_2 и по технологии реинжекции сведены в таблицу 2. Всего рассмотрено 14 вариантов разработки.

В варианте 1 оценивался потенциал пластов $\text{Aч}_{3,4}$ по добыче газа и конденсата при разработке залежей на естественном режиме. Без воздействия на пласт разработка газоконденсатных залежей прекраща-

ется через 85 лет, при значениях КИГ и КИК — 0,794 и 0,446 доли ед. соответственно (см. табл. 2).

В варианте 2 рассматривалась разработка пластов Ач₃₋₄ в режиме ППД закачкой чистого CO₂ по замкнутой схеме с 2041 года. Увеличение КИК обеспечивается за счет дополнительного извлечения конденсата, выпавшего в пласте до момента начала закачки при разработке залежей на естественном режиме. По варианту 2 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 11 МПа — минимальное давление смесимости не достигается. Эффект от закачки чистого CO₂, заключается в увеличении на 22 % (с 0,446 до 0,543 доли ед.) КИК относительно базового варианта. Для реализации системы ППД по схеме замкнутого цикла потребуются дополнительные капитальные вложения в реконструкцию существующей установки подготовки газа (стоимость аминовой очистки), что отрицательно влияет на экономику в целом. По этому варианту получено минимальное значение дисконтированного потока наличности (NPV) (см. табл. 2, рис. 9).

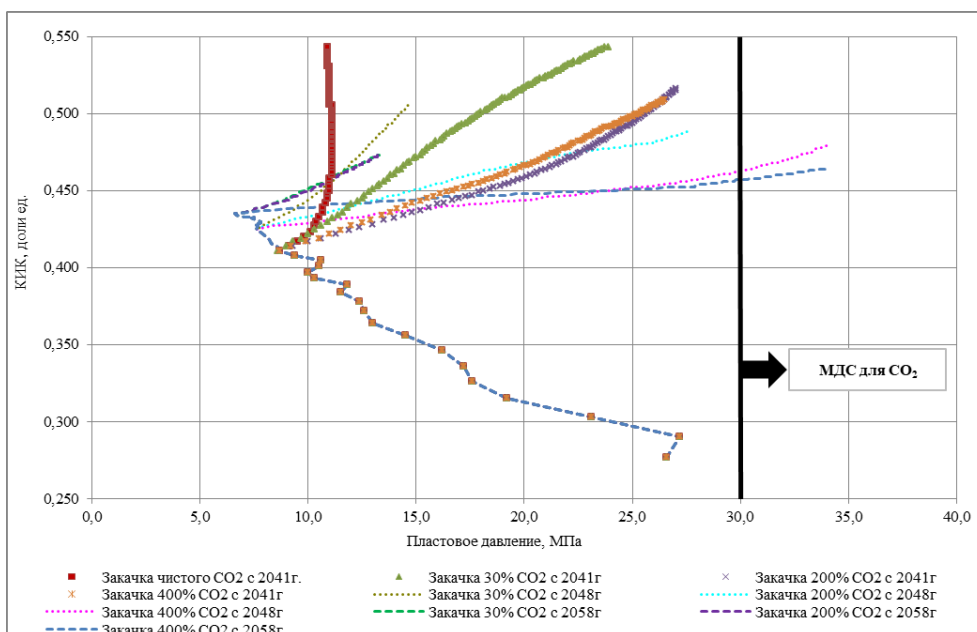


Рис. 9. Зависимости КИК от пластового давления при нагнетании углекислого газа (CO₂) в чистом виде и по технологии реинжекции

В варианте 3 и последующих рассматривалась разработка залежей пластов Ач₃₋₄ в режиме ППД закачкой смеси пластового и углекислого газа по технологии реинжекции. Отделенный от жидкости пластовый газ с добавлением 20 % CO₂ используется в системе ППД в полном объеме, а конденсат отправляется на реализацию. По варианту 3 пластовое давление на

дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 20 МПа — давление смешивания не достигается.

За счет нагнетания обогащенного газа с 20 %-ной долей CO_2 по технологии реинжекции КИК увеличивается с 0,446 до 0,549 доли ед., а эффект от закачки относительно базового варианта достигает 23 %. Добавление в газ после отделения конденсата углекислого газа в определенной пропорции создает двойной эффект (см. рис. 5). Во-первых, двуокись углерода способствует удержанию высококипящих углеводородов в газовой фазе и тем самым снижению давления начала конденсации. Во-вторых, закачка CO_2 обеспечивает поддержание такого темпа падения давления, который необходим для выполнения условия $R_{пл.} > R_{нк.}$, что означает превышение пластового давления над давлением начала конденсации пластовой углеводородной системы (представляет собой смесь пластовой системы начального состава и нагнетаемого агента).

Таким образом, на протяжении всего периода воздействия рециркуляции обеспечивается не только предотвращение пластовых потерь конденсата, но и с какого-то момента времени уже выпавший в пласте конденсат испаряется обратно в газ и выносится вместе с ним к забоям добывающих скважин. Расчеты на композиционной гидродинамической модели подтверждают повышение содержания жидких углеводородов в газе при увеличении концентрации CO_2 (см. рис. 6). В этом варианте дополнительно к эффектам, описанным выше, обеспечивается углеродная нейтральность, так как часть углекислого газа остается в пласте за фронтом вытеснения для захоронения, причем его концентрация в процессе рециркуляции увеличивается (см. табл. 2, см. рис. 5, 6, 9).

В вариантах 4–8 осуществляется поиск оптимальной концентрации CO_2 при ее увеличении в нагнетаемом газе до 30, 50, 70, 200 и 400 %. По вариантам 4–8 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 24–27 МПа — давление смешивания не достигается. Механизм взаимодействия углекислого газа с пластовой газоконденсатной системой аналогичен предыдущему варианту. Кроме того, в вариантах 4–8 за счет нагнетания обогащенного газа по технологии реинжекции и увеличения концентрации CO_2 в нагнетаемом газе интенсивность извлечения ретроградного конденсата в модели снижается из-за уменьшения текущей насыщенности пористой среды жидкостью, соответственно снижается эффект от закачки относительно базового варианта, который падает с 22 до 14 %, с шагом 1–3 % при переходе от варианта к варианту (см. табл. 2, см. рис. 9).

В вариантах 9–11 начало ППД по технологии реинжекции переносится на 2048 год, а концентрация CO_2 в нагнетаемом газе сначала составляет 30 % (определена как оптимальная с точки зрения объема захоронения CO_2), а затем увеличивается до 200 и 400 %. Задержка в сроках начала реализации ППД по технологии реинжекции, несмотря на увеличение сначала

в семь, а затем в два раза концентрации CO_2 в нагнетаемом газе, не приводит к существенному приросту КИК, как относительно предыдущих вариантов, так и относительно базового варианта на истощение. По вариантам 9–11 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 8 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 15–34 МПа — давление смешивания достигается в варианте, в котором концентрация CO_2 в нагнетаемом газе увеличивается до 400 %. В этой серии расчетов КИГ увеличивается до 0,717 доли ед., а КИК зависит от концентрации CO_2 в нагнетаемом газе и изменяется от 0,505 доли ед. (30 % CO_2) до 0,479 доли ед. (400 % CO_2). Эффект от закачки относительно базового варианта падает с 13 до 7 %, с шагом 3 % при переходе от варианта к варианту, при этом потери в добыче ретроградного конденсата компенсируются за счет увеличения количества CO_2 , предназначенного для захоронения (см. табл. 2, см. рис. 9).

В **варианте 3** при максимальном КИК, равном 0,549 доли ед., теряется упущенная выгода от продажи свободного газа, причем на момент начала закачки более половины добывающих скважин работают с дебитом газа 90–100 тыс. м³/сут. С целью повышения эффективности разработки залежей по технологии реинжекции в **вариантах 12–14** предлагается перенести начало закачки на 2058 год при концентрации CO_2 в нагнетаемом газе 30, 200 и 400 %. В **вариантах 12–14** показано, что наиболее эффективно процесс извлечения ретроградного конденсата по технологии реинжекции протекает при условии, когда доля CO_2 в пластовом газе не превышает 30 %. Потери в добыче ретроградного конденсата компенсируются за счет дополнительной добычи свободного газа, предназначенного для реализации и оптимизации объемов углекислого газа, предназначенного для захоронения. За период закачки среднегодовой объем углекислого газа для захоронения составит порядка 110 млн м³. В **вариантах 12–14** пластовое давление на дату начала ППД снижается до 7 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 13–34 МПа — давление смеси достигается в варианте, в котором концентрация CO_2 в нагнетаемом газе увеличивается до 400 %. В этой серии расчетов КИГ увеличивается до 0,753 доли ед., при этом КИК почти не зависит от концентрации CO_2 в нагнетаемом газе и составляет 0,473 доли ед. (см. табл. 2, см. рис. 9).

Оценка эффекта от закачки углекислого газа по технологии реинжекции

Расчеты на полномасштабной модели показали, что выбрать оптимальный вариант разработки с закачкой чистого CO_2 по замкнутому циклу или с закачкой CO_2 по технологии реинжекции без проведения экономических расчетов затруднительно. Кроме того, в вариантах с реинжекцией немаловажным является показать эффект от закачки газа и от влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему отдельно.

Для оценки эффекта от влияния этих факторов были рассчитаны дополнительные варианты, в которых вместо закачки газа с примесью CO_2

закачивался сухой газ по технологии сайклинг-процесса. Варианты с закачкой сухого газа аналогичны вариантам с закачкой обогащенного газа с 30 %-ной долей CO_2 в 2041, 2048 и 2058 гг.

Оптимальная концентрация CO_2 в нагнетаемом газе установлена по максимальному дисконтированному потоку наличности (NPV) при проведении экономических расчетов без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа.

Процесс нагнетания газа с примесью CO_2 в ачимовские пласты по технологии реинжекции приводит к постепенному увеличению давления до давления, при котором процесс выпадения конденсата в жидкую фазу замедляется.

Такой способ воздействия на газоконденсатную залежь способствует испарению выпавшего конденсата в газ, приводит к снижению давления начала конденсации, и как следствие, к снижению доли пластового газа в добываемом газе. Другими словами, в процессе закачки увеличивается доля CO_2 в пластовом газе. Эти процессы влияют на коэффициент извлечения конденсата по разному — первые два повышают его, а третий снижает.

На рисунке 10 приведена зависимость КИК от объема добываемого пластового газа. Наибольший эффект от закачки CO_2 достигается при организации ППД с 2041 года. Достижение КИК 0,543 доли ед. происходит при меньшем накопленном отборе газа по сравнению с сайклинг-процессом. В этом варианте разница в накопленном отборе газа составляет 54 975 млн м^3 . При закачке сухого газа по технологии сайклинг-процесса КИК достигается на 18 лет раньше, чем при закачке газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции.

Аналогичный процесс наблюдается при переносе начала закачки на более поздний период. Перенос сроков начала закачки на 2048 год приводит к увеличению КИГ и снижению КИК. Эффект от закачки газа с примесью CO_2 сокращается до 9 лет, а накопленный отбор газа — до 17 404 млн м^3 . Перенос сроков начала закачки на 2058 год приводит к дальнейшему сокращению эффекта от нагнетания CO_2 . В этом варианте разница в накопленном отборе газа составляет 9 015 млн м^3 , а КИК при закачке газа по технологии сайклинг-процесса достигается на 8 лет раньше, чем при закачке газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции.

Таким образом, эффективность от закачки газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции и выбор оптимального года начала закачки CO_2 определяются по результатам экономических расчетов, так как здесь необходимо оценить суммарный эффект от добычи углеводородного газа и конденсата, а также платы за утилизацию CO_2 .

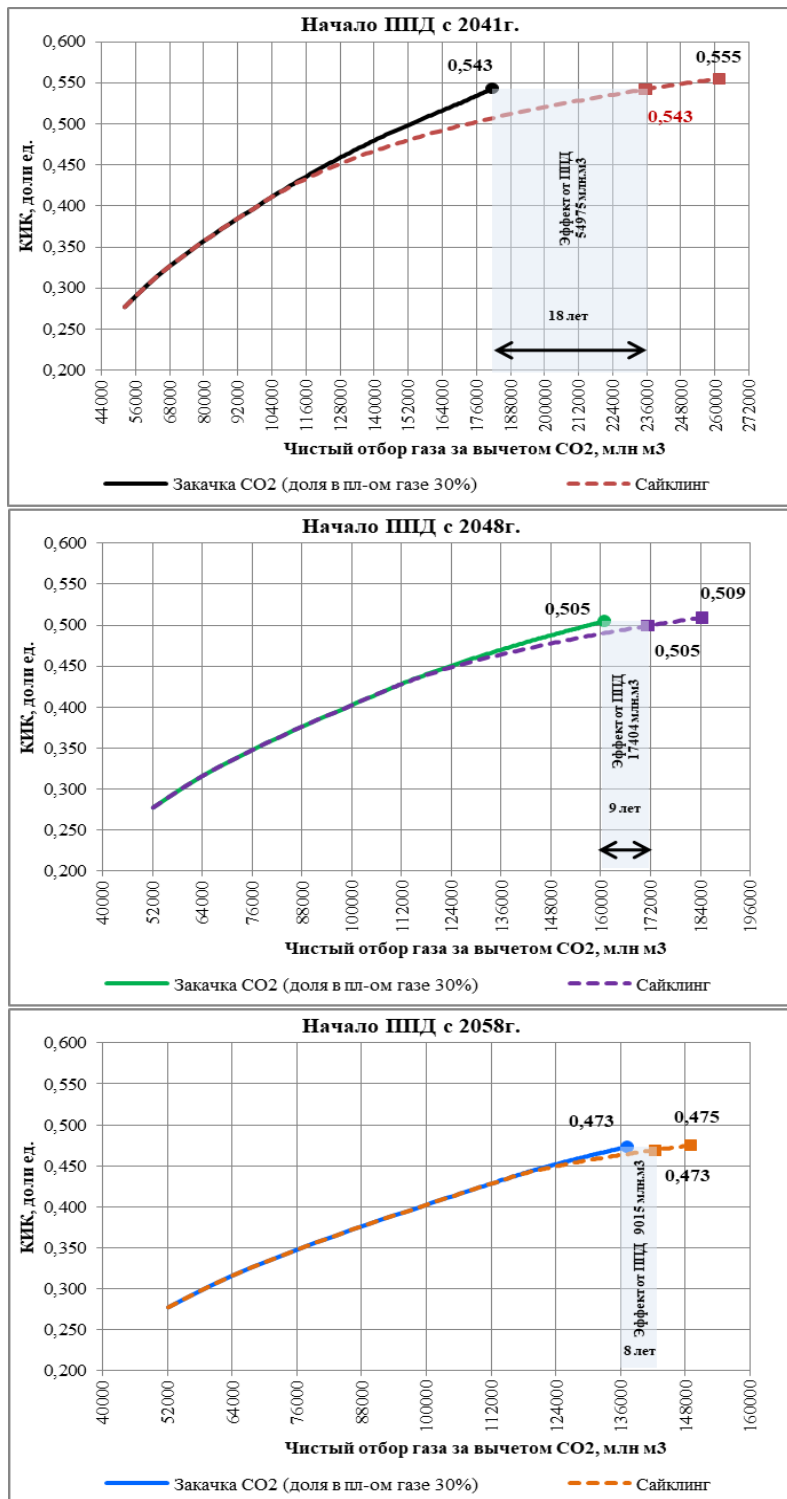


Рис. 10. Оценка эффекта от закачки углекислого газа по технологии реинжекции в вариантах с долей углекислого газа (CO₂) в нагнетаемом газе 30 %

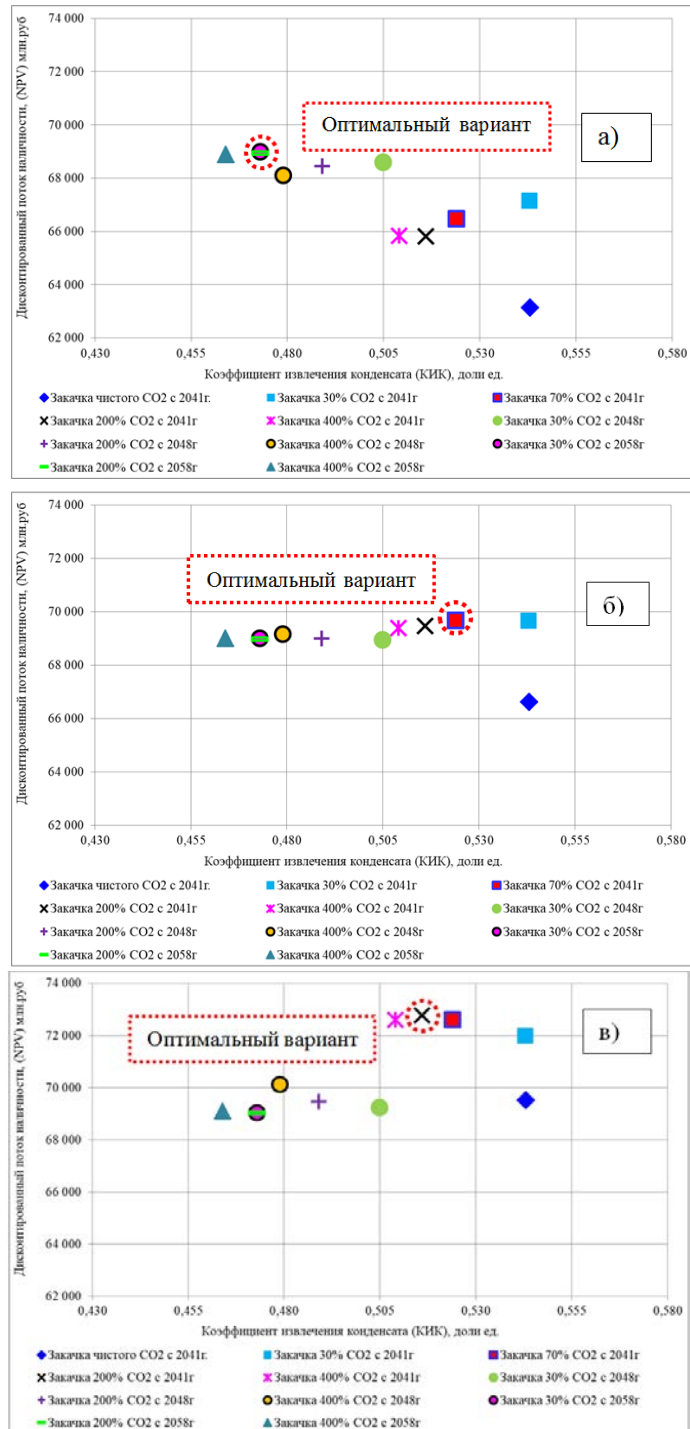


Рис. 11. Оценка экономической эффективности вариантов при нагнетании CO₂: а) без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения CO₂; б) с учетом текущих объемов CO₂ и доходов от захоронения (сертификат = 50 долл./т); в) с учетом текущих объемов CO₂ и доходов от захоронения (сертификат=100 долл./т)

Оценка экономической эффективности вариантов разработки без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа

На первом этапе оценка экономической эффективности вариантов разработки осуществлялась без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа. С учетом текущих объемов захоронения CO₂ и дисконтирования в размере 20 % дополнительный доход от захоронения не оказывает существенного влияния на выбор варианта с ППД.

Предварительные результаты экономических расчетов показали, что на поздней стадии разработки ачимовских пластов при отборе не менее 75 % газа от НГЗ с точки зрения повышения КИК наиболее перспективной является предлагаемая авторами новая технология ППД путем нагнетания в пласт смеси пластового и углекислого газов или технология реинжекции. Применительно к геолого-физическим и термобарическим условиям залежей пластов Ач_{3,4} закачку смеси пластового газа с долей CO₂, не превышающей 30 %, необходимо начинать не ранее 2058 года (рис. 11).

В базовом варианте при разработке на естественном режиме обеспечивается максимальное значение NPV. Из вариантов с нагнетанием углекислого газа наиболее эффективным является **вариант 12** (отмечен красным кружком на рис. 11а). В этом варианте эффективность достигается за счет длительного периода реализации газа, позднего начала захоронения CO₂ с сопутствующими затратами.

Вариант 2, хоть и наиболее технологичен с точки зрения максимизации КИК, характеризуется минимальным значением NPV. Основным влияющим фактором являются дополнительные капитальные вложения в строительство и эксплуатацию объектов инфраструктуры по отделению CO₂.

Оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом доходов от захоронения углекислого газа (сертификат)

На втором этапе выполнена оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом затрат и дополнительного дохода от захоронения (сертификат). В экономических расчетах учтена ставка дисконтирования денежных потоков в размере 20 %, а квоты на CO₂ в размере 50 и 100 долл./тонн приняты экспертно. Затраты на покупку и транспортировку CO₂ от внешних эмитентов до лицензионного участка с организованной системой закачки приняты в размере 60 % от цены сертификата. Минимальная цена сертификата, при которой дополнительный доход от захоронения оказывает непосредственное влияние на выбор оптимального варианта с ППД, была получена расчетным путем.

Результаты экономических расчетов при цене сертификата 50 долл./тонн показали, что наиболее перспективным является нагнетание в пласт смеси пластового и углекислого газов по **варианту 6** (отмечен красным кружком на рис. 11б). В этом варианте оптимальным сроком начала закачки является 2041 год при концентрации CO₂ в нагнетаемом газе 70 %. По данному варианту получен максимальный дисконтированный поток наличности (рис. 11).

При включении в расчет стоимости сертификата 100 долл./тонн наиболее эффективен **вариант 7** (отмечен красным кружком на рис. 11в). Как и в предыдущем варианте, оптимальным сроком начала закачки является 2041 год, при этом концентрация CO₂ в нагнетаемом газе увеличивается до 200 %. Отметим, что в вариантах с монетизацией CO₂ экономическая эффективность достигается за счет раннего начала захоронения углекислого газа с сопутствующими доходами и затратами. Рост цены сертификата влияет на смещение приоритета к вариантам с увеличенными объемами захоронения.

Выводы

1. Для извлечения ретроградного конденсата из ачимовских пластов наиболее перспективна технология воздействия на газоконденсатные залежи углекислым газом. При закачке чистого CO₂ получен максимальный коэффициент извлечения конденсата, при этом вариант не эффективен из-за высоких капитальных вложений в реконструкцию существующего оборудования на УКПГ.

2. При воздействии на газоконденсатные залежи ачимовских пластов закачкой CO₂ по технологии реинжекции, помимо высоких значений КИК и КИГ, достигается углеродная нейтральность проекта без существенного удорожания объектов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин. В перспективе два этих фактора могут оказать совокупный синергетический эффект снижения эксплуатационных затрат и увеличения конечного коэффициента конденсатоотдачи ачимовских пластов Уренгойского месторождения.

3. Оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом и без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа влияет на выбор оптимального варианта разработки с применением ППД закачкой углекислого газа по технологии реинжекции.

4. В вариантах с монетизацией CO₂ экономическая эффективность достигается за счет раннего начала захоронения углекислого газа с сопутствующими доходами и затратами. Рост цены сертификата влияет на смещение приоритета к вариантам с увеличенными объемами захоронения. Без учета квотирования экономическая эффективность достигается за счет длительного периода реализации газа и позднего начала захоронения CO₂ с сопутствующими затратами.

Список источников

1. Моделирование стратегии реализации 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. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 83–99.

2. Клубков, С. CCUS : Монетизация выбросов CO₂ / С. Клубков, К. Емельянов, Н. Зотов. – Москва : VYGON Consulting, 2021. – 48 с. – Текст : электронный. – URL: https://vygon-consulting.ru/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf
3. Скляр, В. ESG и декарбонизация / В. Скляр, А. Тихонова. – Текст : электронный. – Москва, 2021. – 28 с. – URL: https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/SG_and_Decarbonisation_211129_abr_rus.pdf
4. Мирзаджанзаде, А. Х. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений / А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва : Недра, 1967. – 356 с. – Текст : непосредственный.
5. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, А. И. Гриценко, А. Н. Шандрыгин. – Москва : Недра, 1996. – 239 с. – Текст : непосредственный.
6. Гуревич, Г. Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / Г. Р. Гуревич, В. А. Соколов, П. Т. Шмыгля. – Москва : Недра, 1976. – 186 с. – Текст : непосредственный.
7. Monger, T. G. The Phase Behavior of CO₂ — Applacachian Oil Systems / T. G. Monger, A. Khakoo. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 4 October. – San Antonio, 1981. – URL: <https://doi.org/10.2118/10269-MS>
8. Филатов, В. С. Разработка концепции хранения CO₂ на нефтегазодобывающих активах ПАО НК «Роснефть» / В. С. Филатов, Д. Н. Глумов. – Текст : непосредственный // Отчет о НИР. – Тюмень : Тюменский нефтяной научный центр, 2022. – 86 с.

References

1. Rusanov, 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(165), pp. 83-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99
2. Klubkov, S., Emel'yanov, K., & Zotov, N. (2021). CCUS: Monetizatsiya vybrosov CO₂. (In Russian). Available at: https://vygon-consulting.ru/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf
3. Sklyar, V., & Tikhonova, A. (2021). ESG i dekarbonizatsiya. (In Russian). Available at: https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/SG_and_Decarbonisation_211129_abr_rus.pdf
4. Mirzadzhanzade, A. Kh. (1967). Teoriya i praktika razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 356 p. (In Russian).
5. Ter-Sarkisov, R. M., Gritsenko, A. I., & Shandrygin, A. N. (1996). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s vozdeystviem na plast. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
6. Gurevich, G. R., Sokolov, V. A., & Shmyglya, P. T. (1976). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniam plastovogo davleniya. Moscow, Nedra Publ., 186 p. (In Russian).
7. Monger, T. G., Khakoo, A. (1981). The Phase Behavior of CO₂ - Applacachian Oil Systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/10269-MS>

8. Filatov, V. S., & Glumov, D. N. (2022). Razrabotka kontseptsii khraneniya SO₂ na neftegazodobyvayushchikh aktivakh PAO NK "Rosneft". Otchet o NIR. Tyumen, Tyumenskiy neftyanoy nauchnyy tsentr Publ., 86 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Русанов Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по газовым проектам, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Стрекалов Александр Владимирович, доктор технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Романов Александр Сабурович, кандидат технических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, asromanov@tnnc.rosneft.ru

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

Москалец Михаил Юрьевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Карп Александр Николаевич, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

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

Alexander S. Rusanov, Deputy General Director for Gas Projects, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander V. Strekalov, Doctor of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander S. Romanov, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, asromanov@tnnc.rosneft.ru

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

Mikhail Y. Moskalets, Head specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander N. Karp, Head of Group, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Dmitry N. Glumov, Head of the Department of Geology and Development of New and Foreign Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 20.06.2024; одобрена после рецензирования 10.07.2024; принята к публикации 19.07.2024.

The article was submitted 20.06.2024; approved after reviewing 10.07.2024; accepted for publication 19.07.2024.