

Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений

Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А., Дубровин А.В., Стариков М.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

tnncc@rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрен подход к разработке залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), характеризующихся сложным геологическим строением, низкой проницаемостью (менее 1 мД) и дифференциацией насыщенности по площади и разрезу. Применение стандартных подходов и технологий разработки для таких сложных коллекторов затрудняет получение высокой эффективности извлечения запасов. С целью выбора оптимальной технологии разработки проведена оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием аналитических методик и расчетов на композиционной гидродинамической модели.

Материалы и методы

Представлены результаты численной оценки минимального давления смеси нефти и различных газовых агентов (попутный нефтяной газ, CO₂, метан) с помощью корреляционных зависимостей и уравнения состояния, настроенного на результаты стандартных исследований глубинных проб. Выполнена предварительная технико-экономическая оценка различных вариантов разработки

рассматриваемого объекта — заводнение и газовое воздействие (секторная композиционная гидродинамическая модель).

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, гидравлический разрыв пласта, опытно-промышленные работы, тестирование технологий, газовые методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования

Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А., Дубровин А.В., Стариков М.А. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 46–53.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53

Поступила в редакцию: 15.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original paper

Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation

Kobyshev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

tnncc@rosneft.ru

Annotation

The paper considers an approach to the development of deposits of tight oil, characterized by a complex geological structure, ultra-low permeability (less than 1 mD) and saturation differentiation. The use of standard approaches and development technologies for such complex reservoirs makes it difficult to obtain high efficiency of oil recovery. In order to choose the optimal development technology, the applicability of gas methods for enhanced oil recovery was evaluated using analytical techniques and calculations based on a compositional flow model.

Materials and Methods

The paper gives the numerical estimations of the Minimum Miscibility Pressure (MMP) of oil and various gas agents (APG, CO₂, methane) made via correlations and EOS matched to standard studies of downhole samples. A preliminary feasibility study of various

development options for the reservoir in question (water and gas injection) was performed on a sector composite flow simulation model.

Keywords

tight oil, low permeability, hydraulic fracturing, pilot works, technology testing, gas methods of enhanced oil recovery

For citation

Kobyshev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 46–53. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53

Received: 15.02.2023

Введение

Объектом исследования являются клиноформные отложения ачимовской толщи, запасы которой активно исследуются в настоящее время, — нефтяные компании в поисках эффективных решений по разработке подобных пластов. Как правило, коллектор представлен конусами выноса, формирующими сложнопостроенные песчаные тела, вытянутые на значительное расстояние. Основными характеристиками объекта являются низкая проницаемость (менее 1 мД), обширный этаж нефтеносности (до 100 м), высокая зональная неоднородность и значительная расчлененность (до 30), большая глубина залегания (3 000–4 000 м), наличие аномально высокого пластового давления (АВПД, коэффициент аномальности 1,4–1,8). Сложное геологическое строение песчаных интервалов не позволяет эффективно применять стандартные методы разработки на истощении или с использованием заводнения пластов.

Организация заводнения в таких коллекторах сопровождается значительными рисками:

- низкая принимающая способность матрицы коллектора по воде;
- отсутствие приемистости, что диктует необходимость использования специального оборудования для повышения качества закачиваемой воды;
- низкий коэффициент вытеснения и охвата залежи разработкой.

Одним из основных методов увеличения нефтеотдачи в геолого-физических условиях рассматриваемых коллекторов являются газовые. Благоприятным фактором для применения воздействия жирным газом (ПНГ) или CO_2 является наличие АВПД, обеспечивающее процесс смешивающегося вытеснения, при котором в глубине пласта, за счет массообменных процессов, создается зона смеси между газом и нефтью.

При закачке газа в режиме смешивающегося вытеснения на границе нефть-газ в результате массообменных процессов межфазное натяжением стремится к нулю, что благоприятно сказывается на снижении капиллярных сил. Положительным фактором является снижение вязкости нефти, что приводит к росту дебитов и повышению уровня добычи. При реализации смешивающегося режима коэффициент вытеснения нефти может достигать существенно более высоких значений, чем при заводнении.

Технологии разработки залежей ТРИЗ

По данным открытых литературных источников [1–3], основные месторождения-аналоги со схожим генезисом и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) расположены в Северной Америке и Западной Сибири. Анализ мирового опыта позволяет сформировать основные представления о подходах к разработке сверхнизкопроницаемых коллекторов (табл. 1).

На большинстве месторождений с ТРИЗ целесообразность применения системы поддержания пластового давления (ППД) решается на этапе опытно-промышленных работ (ОПР). Эффект от ППД (заводнение) из фактически накопленного опыта разработки прослеживается при проницаемости более 1 мД через 5–15 месяцев после начала закачки, при меньших проницаемостях явно выраженный эффект отсутствует. Как показывает практика, разработка осуществляется по рядным системам высокой плотностью сетки, горизонтальными скважинами

Табл. 1. Обзор месторождений аналогов
Tab. 1. Overview of fields-analogues

Параметр	Viewfield Bakken	Perbina Cardium	Shaunavon	Западная Сибирь	Приобское
Абс. глубина, м	1 500–1 650	1 200–2 800	1 359	2 700–3 000	2 568
Общая мощность, м	44	–	6–20	5–50	40
Эффективная мощность, м	9	5–8	2–6	2–16	19
Проницаемость, мД	1	0,1–5	0,01–0,6	0,3–3	0,01–10
Песчаность, д. ед.	0,19	–	0,30	0,08–0,8	0,15
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,49	0,89	0,54	0,33–0,7	0,66
Плотность n , г/см ³	0,81	0,83	0,92	–	0,87
Газосодержание, м ³ /м ³	144	77	71	–	75
Вязкость n , сП	0,3	1,4	0,8	0,4–1,1	1,5
Расстояние между скв., м	200	400	100–200	500	250
Длина ГС, м	1 600	1 000	1 500	500–1 000	500–1 000
Количество стадий ГРП	8–16	10	15–20	5	5
Механизм добычи	Заводн.	ОПР заводн.	ОПР заводн.	Заводн.	Заводн.
Тип скважин	Горизонт.	Горизонт.	Горизонт.	Верт./ Горизонт.	Верт./ Горизонт.
Метод заканчивания	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП

с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), агент для поддержания пластового давления — вода.

В целом применение воды как агента воздействия для разработки нетрадиционных коллекторов с ухудшенными ФЕС характеризуется низкой эффективностью, что обусловлено как технологическими факторами (подготовка воды), так и особенностями фильтрации несмешивающихся жидкостей в пористой среде (капиллярные силы). При заводнении низкопроницаемого коллектора предъявляются повышенные требования к качеству закачиваемой воды: очистка от эмульсий и механических примесей, подбор оптимальной минерализации. Негативное влияние данного фактора выражено в уменьшении приемистости нагнетательных скважин и, как следствие, снижении компенсации отборов и эффективности системы ППД [4, 5].

Защемление остаточной нефти в пористой среде определяется капиллярным числом (N_c), отражающим соотношение вязкостных и капиллярных сил: чем меньше радиус капилляра (проницаемость), тем выше остаточная нефтенасыщенность [6]. Соответственно низкопроницаемые коллекторы характеризуются высоким значением остаточной нефтенасыщенности при заводнении, вследствие наличия большого количества пор малого размера, в которых преобладающее влияние на вытеснение нефти водой оказывают капиллярные силы. Капиллярные

силы (капиллярное давление) определяются отношением межфазного натяжения на границе раздела фаз σ и косинуса краевого угла смачивания θ к кривизне поверхности радиусом r . Следовательно, снизить остаточную нефтенасыщенность можно, воздействуя на смачиваемость породы либо на изменение межфазного натяжения. Снижение межфазного натяжения в свою очередь может быть достигнуто изменением химического состава закачиваемой воды (добавление поверхностно-активных веществ) либо сменой агента вытеснения на газ (межфазное натяжение на границе нефть-газ значительно ниже).

В зависимости от типа газового агента, свойств пластовой нефти и параметров пласта (давление и температура) при вытеснении нефти газом может быть достигнуто снижение межфазного натяжения вплоть до его полного отсутствия — реализация смешивающегося вытеснения. В данном случае происходит последовательный многоконтатный обмен компонентами между закачиваемым газом и нефтью, в результате которого на фронте вытеснения образуется критическая фаза газа и нефти. Вследствие выравнивания состава фаз на фронте вытеснения между ними исчезает поверхность раздела, что позволяет вытеснить практически всю нефть и получить максимально высокое значение коэффициента вытеснения (близкое к единице) [7].

Различные авторы, как правило, выделяют следующие основные факторы увеличения нефтеотдачи при реализации

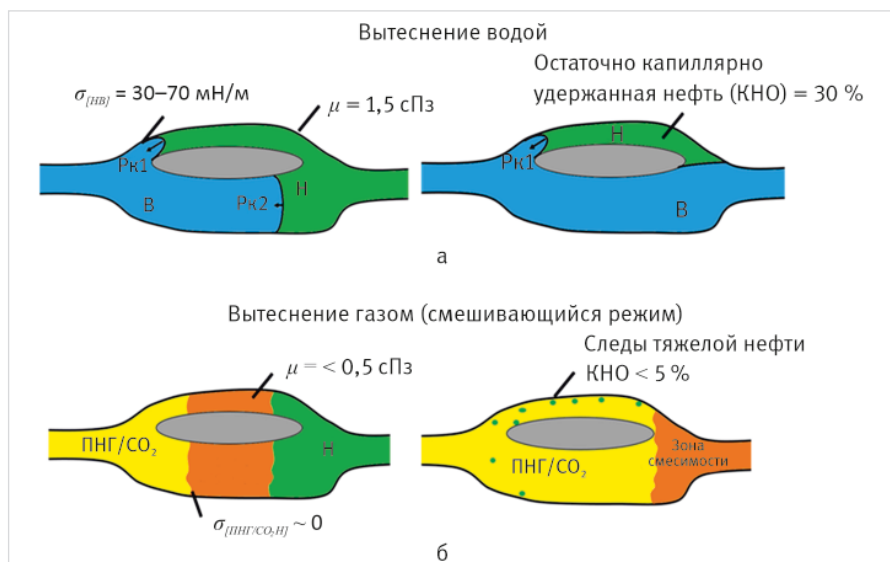


Рис. 1. Механизм повышения нефтеотдачи при вытеснении нефти газом на смешивающемся режиме

Fig. 1. Gas-oil miscible displacement EOR mechanism

смешивающегося режима вытеснения нефти газом [2, 7, 8]:

- снижение межфазного натяжения — исчезновение границы раздела между закачиваемым газом и нефтью при смешивающемся вытеснении — приводит к увеличению фазовой подвижности нефти;
- увеличение объемного коэффициента нефти способствует росту объема пор, занятых нефтью, создает благоприятные условия для ее фильтрации в пласте;
- снижение вязкости нефти способствует росту ее подвижности и увеличению коэффициента вытеснения.

Схематично механизм повышения нефтеотдачи при закачке газа в смешивающемся режиме вытеснения представлен на рисунке 1.

Исходя из геолого-физических особенностей рассматриваемого объекта — высокое пластовое давление ~ 55 МПа, легкая и маловязкая нефть, с плотностью 690 кг/м³ и вязкостью 0,45 МПа·с (в пластовых условиях) — можно сделать предположение о перспективности применения методов газового

Табл. 2. Общий вид корреляционных зависимостей по определению МДС при закачке CO₂ [10–14]

Tab. 2. Correlation equations for the determination of MPP during CO₂ injection [10–14]

Методика	Корреляционная зависимость	Вспомогательные данные	Расшифровка
Alston	$MPP_{pureCO_2} = 8,78 \times 10^{-4} \times (T_R)^{1,06} \times (M_{C_{5+}})^{1,78} \times \left(\frac{x_{vol}}{x_{int}} \right)^{0,136}$	$\left(\frac{x_{vol}}{x_{int}} \right)^{0,136}$ поправочный коэффициент отношения доли летучих к доле средних компонентов в пластовой нефти	T_R — температура пласта, °F; $M_{C_{5+}}$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₅₊ , г/моль; x_{vol} — мольная доля летучих фракций C ₁ и N ₂ в нефти, моль %; x_{int} — мольная доля средних фракций C ₂ –C ₄ , CO ₂ , H ₂ S в нефти, моль %
Cronquist	$MPP_{pureCO_2} = 15,988 \times T^{0,744206+0,0011038M(C_{5+})+0,0015279x(C_1)}$	–	T — температура пласта, °F; $M(C_{5+})$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₅₊ , г/моль; $x(C_1)$ — мольная доля компонента C ₁ нефти, моль %
Glaso	1. $F_R > 18$ $MPP_{pureCO_2} = 810 - 3,404 \times M_{C_{7+}} + (1,7 \times 10^{-9} \times M_{C_{7+}}^{3,73} \times e^{786,88 \times M_{C_{7+}}^{-1,658}}) \times T$ 2. $F_R < 18$ $MPP_{pureCO_2} = 2947,9 - 3,404 \times M_{C_{7+}} + (1,7 \times 10^{-9} \times M_{C_{7+}}^{3,73} \times e^{786,88 \times M_{C_{7+}}^{-1,658}}) \times T - 121,2 \times FR$	F_R — граничное значение содержания средних фракций в пластовой нефти — 18 моль %	F_R — содержание в нефти компонентов C ₂ –C ₆ , моль %; $M_{C_{7+}}$ — молекулярная масса фракций C ₇₊ в нефти, г/моль; T — пластовая температура, °F
Yelling&Metcalfe	$MPP_{pureCO_2} = 1822,717 + 2,2518055 \times T + 0,0180067 \times T^2 - 103949 / T$	–	T — температура пласта, °F
Yuan	$MPP = MPP_{pureCO_2} \times (1 + m \times (P_{CO_2} - 100))$	$m = \alpha_1 + \alpha_2 \times M_{C_{7+}} + \alpha_3 \times P_{C_{2-6}} + (\alpha_4 + \alpha_5 \times M_{C_{7+}} + \alpha_6 \times \frac{P_{C_{2-6}}}{M_{C_{7+}}}) \times T + (\alpha_7 + \alpha_8 \times M_{C_{7+}} + \alpha_9 \times M_{C_{7+}}^2 + \alpha_{10} \times P_{C_{2-6}}) T^2$	P_{CO_2} — мольная доля CO ₂ в закачиваемом газе; T — пластовая температура, °F; $M_{C_{7+}}$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₇₊ ; $P_{C_{2-6}}$ — содержание в нефти компонентов C ₂ –C ₆ ; m — параметр, характеризующий пластовую нефть и пластовые условия (температуру), константы $\alpha_1 = -6,5996E-02$; $\alpha_2 = -1,5246E-04$; $\alpha_3 = 1,3807E-03$; $\alpha_4 = 6,2384E-04$; $\alpha_5 = -6,7725E-07$; $\alpha_6 = -2,7344E-02$; $\alpha_7 = -2,6953E-06$; $\alpha_8 = 1,7279E-08$; $\alpha_9 = -3,1436E-11$; $\alpha_{10} = -1,9566E-08$

воздействия. В качестве газовых агентов для закачки в пласт могут быть использованы дымовые газы, азот, углекислый газ, углеводородный газ различного компонентного состава (метан, попутный нефтяной газ). В нашем случае важным фактором при выборе агента воздействия является реализация в пласте смешивающегося режима для достижения наибольшей эффективности вытеснения нефти газом.

Минимальное давление, при котором обеспечивается смешиваемость при пластовой температуре, называется минимальным давлением смесимости (МДС). Наиболее точно величину МДС можно оценить с помощью специальных лабораторных исследований: метод тонкой трубки (slim tube), всплывающих пузырьков (rising bubble) или исчезающего межфазного натяжения (vanishing interfacial tension). Также величина МДС может быть определена аналитически с помощью уравнений корреляций либо с помощью уравнения состояния (equation of state, EOS). При этом точность численной оценки по корреляционным уравнениям уступает лабораторным экспериментам, так

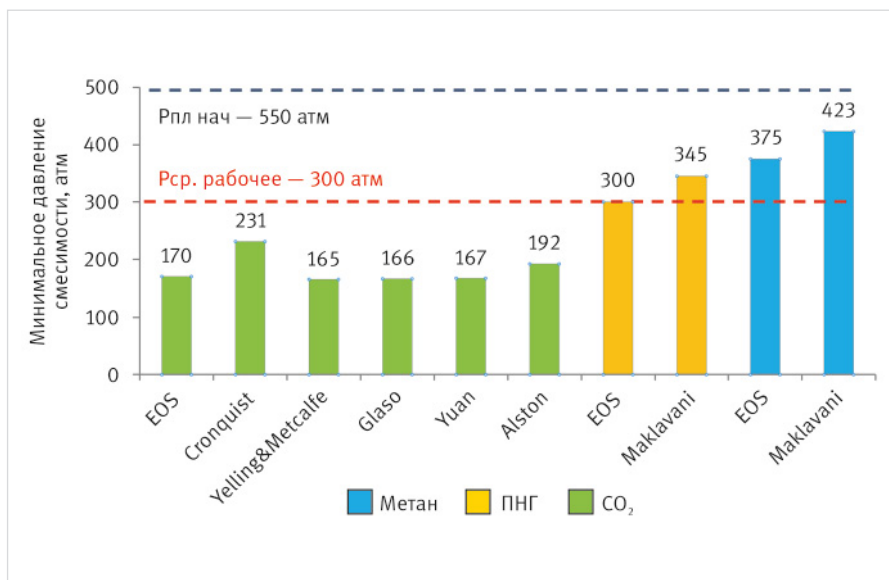


Рис. 2. Численная оценка минимального давления смесимости
Fig. 2. Numerical estimation of MMP

Табл. 3. Термобарические условия
Tab. 3. Thermobaric conditions

Показатели	Значение
Начальное пластовое давление (Pпл), МПа	55
Начальная пластовая температура (Tпл), °C	90
Давление насыщения (Pнас), МПа	23
Газосодержание, м ³ /м ³	180

Табл. 4. Компонентный состав нефти и ПНГ
Tab. 4. Properties of oil and gas

Компонент	Нефть	Газ
	Мол., %	Мол., %
N ₂	0,2	–
CO ₂	0,1	–
C ₁	45,8	78,5
C ₂	7,3	10,9
C ₃	6,7	7,1
iC ₄	1,1	0,7
nC ₄	3,7	2,8
iC ₅	1,2	–
nC ₅	1,8	–
C ₆	2,2	–
C ₇	3,6	–
C ₈	4,0	–
C ₉	2,5	–
C ₁₀₊	20,0	–

как в зависимостях используются различные параметры закачиваемого газа, пластовых флюидов, термобарических свойств пласта, что увеличивает диапазон неопределенности величины МДС ($\pm 30\%$). Оценка МДС с помощью EOS, без настройки уравнения состояния на экспериментальные значения, носит приблизительный характер, так как любые изменения в фазовой диаграмме при сокращении числа компонент в композиционной модели приведут к увеличению погрешности. Тем не менее данные методы могут использоваться на этапе предварительной оценки эффективности газовых МУН.

Для типового в регионе объекта выполнена численная оценка МДС для трех видов газа: метан (сухой газ), попутный нефтяной газ (ПНГ), диоксид углерода (CO₂). Стоит отметить, что в зависимости от вида газа, для которого выполняется численный расчет МДС — сухой газ либо «жирный» газ (попутный нефтяной газ, обогащенный средними компонентами C₂–C₄), следует использовать определенные корреляционные зависимости. Сопоставление различных уравнений корреляций для условий Западной и Восточной Сибири более подробно приведено в статье [9]. Таким образом, для оценки МДС при закачке ПНГ и сухого газа использовано уравнение корреляции Maklavani, в котором используется следующий набор данных:

- температура пласта;
- молярная масса компонентов C₇₊, молярная доля средних компонентов C₂–C₆ и доля метана (C₁) в нефти;
- молярный вес и молярная доля компонентов C₂₊ в закачиваемом газе.

Важно отметить, что зависимость Maklavani не рекомендуется использовать при расчете МДС для чистого CO₂ либо его смеси (CO₂+ПНГ), так как в ней учитывается только доля компонент выше C₂ в составе закачиваемого газа. Поэтому для расчета МДС при закачке CO₂ использованы следующие зависимости: Alston, Cronquist, Glaso, Yelling&Metcalfe и Yuan [10–14]. Все данные зависимости схожи тем, что для оценки МДС обязательно используется температура пласта. Среди отличий стоит выделить использование различных вариаций компонент

C₅₊ либо C₇₊ в составе пластовой нефти, включение доли средних компонент C₂–C₆ в уравнение корреляции (Glaso) либо летучих C₁, N₂ и средних компонент C₂, C₃, C₄, CO₂, H₂S (Alston) в составе пластовой нефти (табл. 2). Типовые термобарические условия, параметры флюидов, компонентный состав нефти и ПНГ, использованные для оценки МДС по корреляционным зависимостям, приведены в таблицах 3, 4.

Для настройки композиционной PVT-модели использованы результаты стандартных исследований представительных глубинных проб. Расчеты фазовых переходов и свойств флюидов в разных термобарических условиях выполнялись с помощью трехпараметрического уравнения состояния Соаверидли-Квонга (SRK), так как оно позволило обеспечить оптимальную настройку на имеющиеся данные. Оценка МДС выполнена в симуляторе PVTsim NOVA.

Результаты предварительной численной оценки величины МДС с помощью уравнений корреляций и композиционной модели (EOS) показали, что при начальных термобарических условиях рассматриваемого объекта закачка любого из газовых агентов (метан, ПНГ и CO₂) реализуется в режиме смешивающегося вытеснения (рис. 2). Смешивающееся вытеснение разделяют на одноконтактное, когда вытесняющий агент и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоконтактное, когда происходит последовательный обмен компонентами между вытесняющим агентом и нефтью. При расчете в гидродинамическом симуляторе фазовое состояние и режим смесимости (одноконтактный или многоконтактный) определяется уравнением состояния, компонентным составом (пластового флюида и закачиваемого газа) и пластовыми условиями (давление, температура). Явное задание в ГДМ режима смесимости не требуется.

Так, МДС для метана оценивается на уровне 375–425 атм, для ПНГ — на уровне 300–345 атм, что даже с учетом имеющейся неопределенности значительно ниже пластового давления (550 атм). CO₂ является наиболее эффективным агентом для достижения смешивающегося вытеснения,

МДС варьируется на уровне 170 атм. При закачке метана режим вытеснения нефти газом будет изменяться от смешивающегося в зонах с давлением, близким к начальному пластовому (550 атм), до полностью несмешивающегося в зонах, где давление в процессе разработки снизится до 300 атм (среднее рабочее пластовое давление).

Положительные результаты экспресс-оценки МДС различными методами показали целесообразность продолжения работ в данном направлении. Дальнейшие прогнозные расчеты по оценке эффективности газовых МУН выполнены на секторной композиционной ГДМ, в качестве основы использована величина МДС по уравнению состояния.

Композиционное моделирование

Для расчета эффективности вариантов закачки газа использовалась секторная модель (500×2 000 м), содержащая элемент разработки: одна добывающая горизонтальная скважина длиной 1 500 м (технологическое ограничение по бурению) в центре и две нагнетательные на краях модели, доля закачки которых в элементе составляет по 0,5 каждая. Расстояние между скважинами — 250 м (типичная плотность сетки для низкопроницаемых пластов).

Геологический разрез представлен высокорастворенными разностями, среднее значение нефтенасыщенной толщины составляет 83 м, начальная нефтенасыщенность

0,7 д. ед. Учитывая послойную неоднородность ФЕС целевого объекта, в работе дополнительно рассмотрены сценарии пониженного Кн, характерные для аналогов (варианты 2–3) (табл. 5).

На каждой скважине были смоделированы мероприятия по интенсификации притока в виде многостадийного ГРП (по 15 стадий на скважину с расстоянием между стадиями 100 м). Направление трещины задавалось по направлению горизонтального ствола скважины (в соответствии с направлением максимального стресса). В ГДМ трещины задавались в виде дополнительных вскрытий пласта трещинами ГРП (рис. 3). Вскрытие дополнительных ячеек рассчитывалось с помощью модуля EasyFrac (ПО Petrel). Параметры трещины были получены по результатам моделирования ГРП в специализированном ПО с учетом геомеханических свойств пласта. Полудлина составляет 130 м, ширина — 4 мм, высота трещины 100 м (50 м вверх и 50 м вниз).

С целью выбора оптимальной технологии воздействия на пласт для получения максимального экономического и технологического эффекта было рассмотрено пять вариантов воздействия на пласт: истощение, заводнение, вытеснение нефти сухим газом (метан), «жирным» газом (ПНГ), CO₂. Учитывая неопределенности по начальной насыщенности (Кн) подобных коллекторов, прогнозные расчеты выполнены для трех сценариев: 0,4, 0,5 и 0,7 д. ед.

Для корректного моделирования межфазных превращений при закачке газа в режиме смешивающегося вытеснения использовалась композиционная модель, полученная в процессе настройки уравнения состояния на результаты лабораторных исследований пластовых флюидов. Для оптимизации времени расчетов компонентный состав пластовой нефти был сгруппирован на семь компонент (CO₂, N₂-C₁, C₂-C₄, C₅, C₇-C₁₇, C₁₈-C₃₀, C₃₁⁺). Относительные фазовые проницаемости (ОФП), используемые в модели, получены по результатам исследований на керне.

Продвижение фронта закачиваемого газа, а также различие в динамике вытеснения нефти на разрезе при смешивающемся и несмешивающемся режимах показаны на рисунках 4, 5. Видно, что с момента начала закачки CO₂ вытеснение осуществляется на смешивающемся режиме, газонасыщенность в ячейках минимальна. В течение последующих 7–8 лет CO₂ прорывается к забоям добывающих скважин, газовая фаза появляется в зонах, где нефтяная фаза уже вытеснена (отсутствует флюид для растворения газа) и районах пониженного давления (ниже давления смеси). При старте закачки сухого газа (метана) условия смесимости не достигаются, как следствие, в нефти растворяется лишь малая часть закачиваемого газа. Вытеснение нефти на режиме ограниченной смесимости негативно сказывается на эффективности процесса — быстрый прорыв газа снижает охват воздействием и приводит к значительно меньшей нефтеотдаче относительно вариантов закачки ПНГ и CO₂.

Результаты расчетов и оценка экономики

Ввиду широкого диапазона изменения начальной нефтенасыщенности на месторождениях-аналогах и неопределенности в эффективности вытеснения нефти различными газовыми агентами стратегия освоения

Табл. 5. Основные геологические параметры секторной модели
Tab. 5. Key sector model parameters

Средняя ННТ, м	Кп, д. ед.	Кн (вар. 1), д. ед.	Кн (вар. 2), д. ед.	Кн (вар. 3), д. ед.
83	0,2	0,7	0,5	0,4

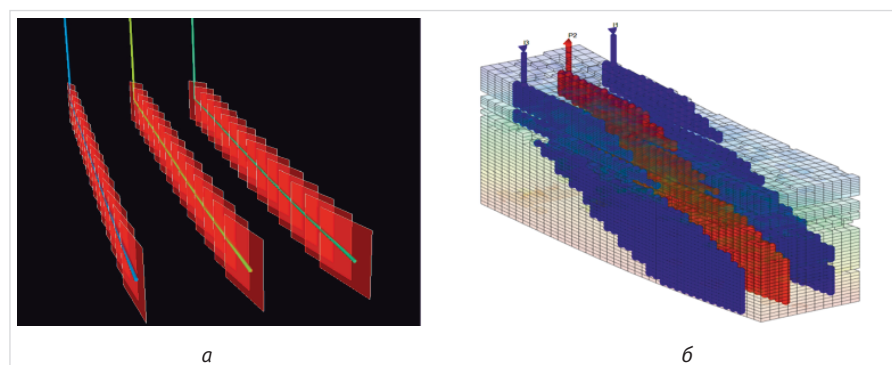


Рис. 3. Моделирование трещин ГРП в EasyFrac — а, в ГДМ — б
Fig. 3. Hydraulic fracturing simulation in EasyFrac — a, dynamic model — b

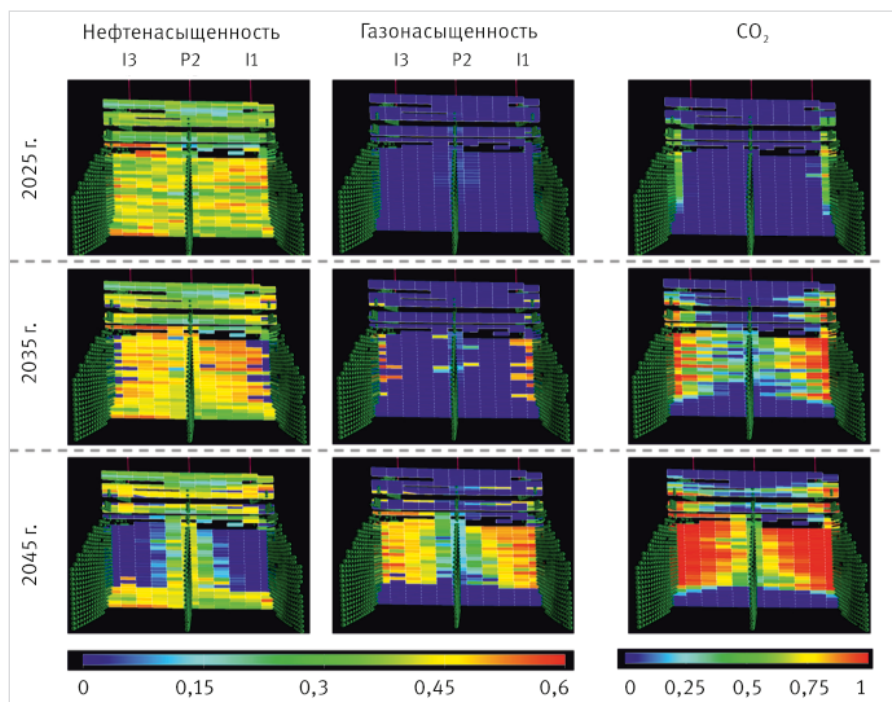


Рис. 4. Пример динамики вытеснения нефти и продвижения фронта газа в смешивающемся режиме при закачке CO₂ (Кн = 0,4)
Fig. 4. Profile of miscible oil displacement and gas front advancement during CO₂ injection (So = 0,4)

трудноизвлекаемых запасов рассматриваемого объекта с применением газовых МУН предполагает использование концепции «модульных» решений в проектировании и обустройстве месторождения. Предполагается отказ от строительства капитальных объектов инфраструктуры и применение блочного подхода к проектированию кустов, использование мобильных комплексов наземного обустройства (в том числе для газовых методов) в зависимости от уточненных геологических условий для определенной части залежи. Для расчета технико-экономических показателей эффективности газового воздействия выполнено масштабирование прогнозного типового профиля добычи/закачки единичного элемента (две нагнетательные и одна добывающая горизонтальные скважины), полученного на секторной композиционной ГДМ, до уровня типового куста 21 скважина. Оценка выполнена для пяти вариантов: истощение, заводнение, закачка ПНГ, CO₂ и сухого газа (см. раздел композиционное моделирование).

Результаты расчетов показали, что применение газовых методов увеличения нефтеотдачи на смешивающемся режиме для данных геологических условий технологически более эффективно по сравнению с традиционным методом разработки (заводнением), наибольший прирост нефтеотдачи получен в условиях низкой насыщенности коллекторов (рис. 6, табл. 6). Так, коэффициент извлечения нефти (КИН) по варианту заводнение при К_{нн} 0,4 составляет 0,159 д. ед., тогда как закачка ПНГ и CO₂ позволяет достичь нефтеотдачи 0,270–0,283 д. ед., эффективность обеспечивается за счет смешивающегося вытеснения в условиях низкой вертикальной проницаемости. С увеличением начальной нефтенасыщенности отмечается снижение относительного прироста КИН, получаемого в вариантах газового воздействия по сравнению с заводнением, что обусловлено особенностью фильтрации флюидов в пласте. Вытеснение нефти газом на смешивающемся режиме характеризуется высоким значением коэффициента вытеснения (~ 0,80 д. ед.) и достаточно низким коэффициентом охвата (~ 0,46 д. ед.) для любого варианта насыщенности. Тогда как для заводнения при одной и той же величине остаточной нефтенасыщенности увеличение начальной нефтенасыщенности приводит к двукратному повышению коэффициента вытеснения и, как следствие, большему приросту нефтеотдачи.

Таким образом, для рассматриваемых геологических условий вытеснение нефти газом на смешивающемся режиме характеризуется большей величиной нефтеотдачи во всем диапазоне начальной насыщенности (К_{нн} 0,4–0,7 д. ед.), прирост КИН относительно заводнения составляет 2–12 %.

Сопоставление рентабельности вариантов разработки приведено по относительному значению чистого дисконтированного дохода (NPV), то есть все варианты нормированы к базовому заводнению (табл. 6). Капитальные вложения при оценке газовых вариантов воздействия рассмотрены крупноблочно, в отличие от варианта заводнения характеризуются более высокими затратами на площадочные объекты. Затраты на строительство газокomppressorной станции (ГКС) зависят от планового уровня закачки газа ~ 1760 млн м³/год.

Закачка «жирного» газа (ПНГ) для всех вариантов начальной насыщенности коллектора характеризуется более высоким

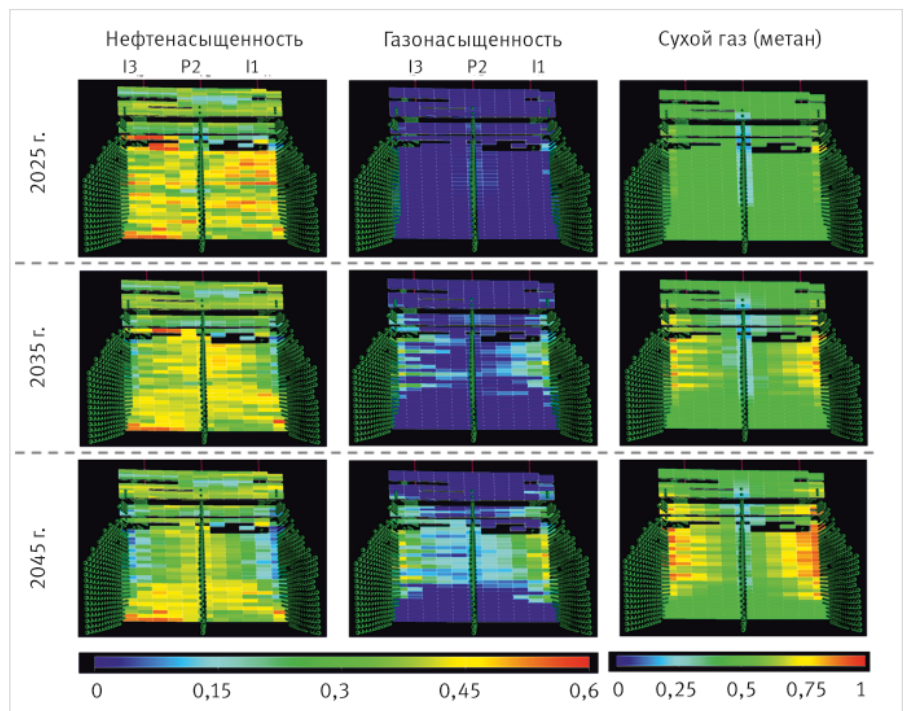


Рис. 5. Пример динамики вытеснения нефти и продвижения фронта газа на ограниченно-смешивающемся режиме при закачке метана (К_н — 0,4)

Fig. 5. Profile of partially-miscible oil displacement and gas front advancement during methane injection (So — 0,4)

Табл. 6. Технико-экономические показатели прогнозных вариантов газового воздействия
Tab. 6. Technical and economic performance of forecast gas impact scenarios

Агент воздействия	Забойное/Устьевое давление, атм	Вариант 1 К _н — 0,7		Вариант 2 К _н — 0,5		Вариант 3 К _н — 0,4	
		КИН, д. ед.	NPVотн., д. ед.	КИН, д. ед.	NPV отн., д. ед.	КИН, д. ед.	NPV отн., д. ед.
Истощение	—	—	—	0,099	—	0,077	—
Заводнение	600/250	0,362	1	0,246	1	0,159	1
Сухой газ (Метан)	600/400	0,232	—	0,157	—	0,097	—
Жирный газ (ПНГ)	600/400	0,382	1,68	0,313	1,73	0,270	1,24
CO ₂	600/400	0,386	1,45	0,325	1,53	0,283	0,32

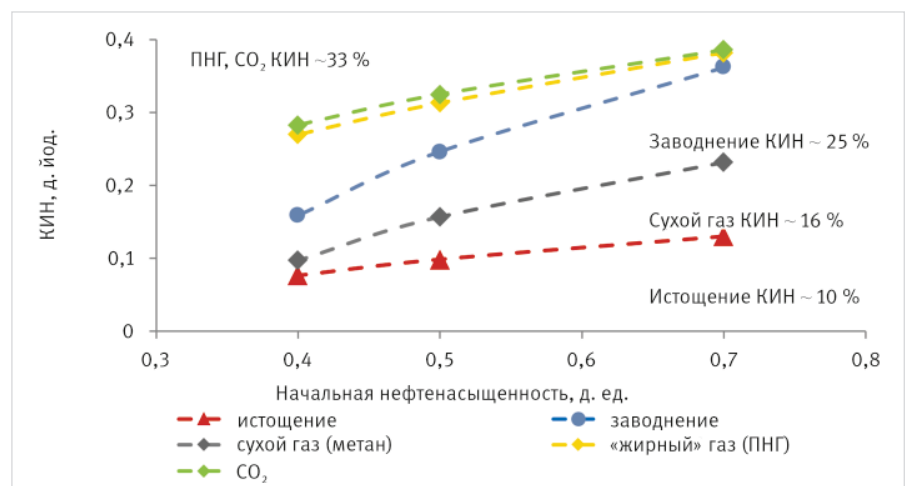


Рис. 6. Зависимость КИН от начальной нефтенасыщенности

Fig. 6. Oil recovery factor vs. initial oil saturation

значением NPV относительно заводнения, прирост 24–73 %. Несмотря на то, что метод закачки CO₂ является наиболее эффективным с позиции вытеснения нефти (КИН по всем вариантам насыщенности выше, чем при закачке ПНГ), ввиду более высоких затрат на его реализацию характеризуется меньшим значением чистого дисконтированного дохода, прирост NPV относительно заводнения составляет 45–53 % (Кнн — 0,5 и 0,7 д. ед.). При этом в случае низкой насыщенности (Кнн 0,4 д. ед.) NPV при закачке CO₂ ниже заводнения на 68 %, тогда как КИН (0,283 д. ед.) на 12 % выше (КИН при заводнении — 0,159 д. ед.). То есть CO₂ является более эффективным агентом вытеснения, но более сложным в плане реализации — дорогое производство и высокие требования к оборудованию, в результате чего при прочих равных условиях снижается потенциал его возможного применения.

Закачка сухого газа характеризуется более низкой как технологической, так и экономической эффективностью — КИН и NPV по всем вариантам ниже относительно заводнения. Данный результат обусловлен переходом к режиму ограниченно-смешивающегося вытеснения при снижении давления в залежи ниже величины МДС, как следствие, получаем не только низкий коэффициент охвата, но и коэффициент вытеснения.

Планирование работ

Прогнозные технологические расчеты показали потенциально положительную эффективность газовых МУН на смешивающемся режиме (закачка «жирного» газа и CO₂) для ачимовских отложений. Стоит отметить, что в предварительной оценке имеется ряд неопределенностей по эффективности взаимодействия нефти и закачиваемого газа:

- оценка параметров смесимости нефти и газа, в том числе по величине МДС для ПНГ, полученная по уравнениям корреляции и уравнению состояния, настроенному на результаты стандартных исследований глубинных проб нефти, которая определяет режим вытеснения нефти газом;
- оценка влияния структуры порового пространства (низкая проницаемость) на эффективность вытеснения нефти газом.

Поэтому для выполнения технико-экономического обоснования применения газового воздействия необходимо проведение специальных лабораторных экспериментов. На сегодняшний день в нефтяной отрасли не существует стандартного подхода либо единого утвержденного регламента по обязательному (достаточному) объему экспериментов и процедуре их проведения. Авторами запланирована обширная программа лабораторных экспериментов, которые позволят снять имеющиеся неопределенности в оценке эффективности процесса вытеснения нефти газом и получить данные, необходимые для реализации программы опытных работ по закачке газа на промысле. Данные исследования условно можно разделить на две группы:

1. PVT исследования. Цель — оценка параметров смесимости нефти и газа (метан, ПНГ, CO₂)
- эксперимент на тонкой трубке (Slim tube) — оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения для достижения смесимости;
- тест на набухаемость нефти (Swelling test) — определение давления

одноконтактного (первичного) смешивания; оценка фазового поведения смеси нефти (жидкая фаза) и газа закачки (газовая фаза) при различных барических условиях; полученные данные используются для настройки уравнения состояния;

- эксперимент по исчезающему межфазному натяжению (Vanishing interfacial tension) — оценка минимального давления смесимости, подбор состава газа для достижения смесимости при заданном давлении.
- 2. Поточные исследования. Цель — оценка параметров вытеснения нефти газом (метан, ПНГ, CO₂) на керновых моделях
- оценка относительной фазовой проницаемости в системе нефть-вода и нефть-газ — определение относительной подвижности воды и газа для гидродинамического моделирования процесса газового и водогазового воздействия;
- оценка коэффициента вытеснения нефти водой и газом — определение эффективности вытеснения нефти водой/газом в условиях, приближенных к пластовым, определение параметров Лэнда и гистерезиса для ГДМ.

Данные исследования позволят получить исчерпывающий объем данных по эффективности смесимости нефти и закачиваемого газа; уточнить уравнение состояния в композиционной модели и актуализировать выполненные на этапе предварительной оценки прогнозные технологические расчеты.

Итоги

- Особенности геологического строения рассматриваемых отложений — большие глубины залегания, низкая проницаемость, наличие аномальности пластовых условий — зачастую не позволяют с высокой технологической и экономической эффективностью осуществлять добычу с применением стандартных методов разработки. При этом геолого-физические характеристики объекта соответствуют основным критериям успешной применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи.
- Оценка минимального давления смесимости с использованием корреляционных зависимостей и уравнения состояния (настроенного на данные стандартных лабораторных исследований) показала, что при закачке ПНГ и CO₂ вытеснение нефти будет осуществляться на смешивающемся режиме, для сухого газа ожидается реализация режима ограниченной смесимости.
- Расчеты на композиционной гидродинамической модели (ГДМ) показывают прирост КИН относительно заводнения до 12 % в зависимости от начальной нефтенасыщенности (максимальный эффект может быть достигнут в сценариях с наименьшей нефтенасыщенностью, характерных для краевых и переходных зон пластов). Закачка «жирного» газа (ПНГ) во всех вариантах насыщения имеет положительную оценку с приростом КИН и NPV относительно заводнения, эффективность обеспечивается за счет смешивающегося вытеснения, прирост NPV — от 23 до 73 %. Закачка CO₂ показывает положительную экономику, но менее рентабельную относительно ПНГ, ввиду больших затрат в текущих условиях.
- С целью снижения диапазона неопределенностей оценок эффекта газовых агентов воздействия разработана программа

специальных исследований slim tube, swelling test, VIT для изучения параметров смесимости нефти и различных газовых агентов (метан, ПНГ, CO₂), традиционных экспериментов на керновом материале (определение ОФП и Квйт), которые позволят оценить эффективность вытеснения нефти газом с учетом влияния структуры порового пространства.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы в качестве экспресс-оценки применимости газовых МУН для освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовских отложений Западной Сибири. По итогам работы запланирован комплекс специальных лабораторных исследований, который позволит снизить диапазон имеющихся неопределенностей в оценке эффективности взаимодействия нефти и закачиваемого газа и послужит основой для дальнейшего технико-экономического обоснования газового воздействия.

Литература

1. Карпов В.Б., Паршин Н.В. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. Каспийская техническая конференция SPE, 1–3 ноября 2016. SPE-182572-MS.
2. Yuan Z., Wang J., et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs. Petroleum exploration and development, 2014, Vol. 41, issue 3, P. 377–386. (In Eng).
3. Schlosser D.J., Johe M. et al. Evolution of completion techniques in the Lower Shaunavon tight oil play in Southwestern Saskatchewan. SPE hydraulic fracturing technology conference, February 3–5, 2015, SPE-173368-MS. (In Eng).
4. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // ПРОнефть. 2018. № 1. С. 49–51.
5. Янин А.Н., Черевко С.А., Рогачев М.К. О целесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллектора Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2018. № 1. С. 54–63.
6. Larry Lake. EOR fundamentals by Larry lake of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer, University of Texas at Austin, 1989, 449 p. (In Eng).
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 198 с.
8. Балит В., Бан А., Долешал Ш., Забродин П.И., Терек Я. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.
9. Захаренко В.А., Кобяшев А.В., Федоров К.М. и др. Прогноз минимального давления смесимости на основе уравнений корреляций и определение оптимального компонентного состава для достижения смешивающегося вытеснения в геологических условиях месторождений Западной и Восточной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 62–68.
10. Alston R.B., Kokolis G.P., James C.F. CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation

- for Impure CO₂ streams and live oil systems. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 268–274. (In Eng).
11. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils. Proc. Fourth Annual US DOE Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma. (In Eng).
 12. Glaso O. Generalized minimum miscibility pressure correlation. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 927–934. (In Eng).
 13. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 160–168. (In Eng).
 14. Yuan H., Johns R.T., Egwuenu A.M., Dindoruk B. Improved MMP Correlations for CO₂ floods using analytical gasflooding theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004, SPE-89359-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The features of the Achimov reservoirs geological structure, such as deep depths, low permeabilities, and abnormal reservoir conditions often do not allow to achieve high technological and economic performance using standard development methods. At the same time, the geological and physical characteristics of a reservoir match the main criteria for the successful use of gas EOR methods.
- The MMP assessment using correlations and EOS (matched to the data of standard laboratory studies) showed that APG and CO₂ injection will result in miscible oil displacement, while dry gas injection will result in limited miscibility.
- The composite model simulations showed an increase in oil recovery factor up to 12 % for waterflooding, depending on the initial oil saturation (the maximum effect can be achieved in scenarios with the lowest oil saturations common to edge and transition reservoir zones). Wet gas (APG) injection in all saturation options shows positive estimates with an increase in oil recovery factor and NPV for waterflooding, higher performance is due to miscible displacement drive, NPV increase is from 23 to 73 %. CO₂ injection shows positive

economics, but is less economic relative to APG injection due to the high costs given the current conditions.

- In order to reduce the range of uncertainties when assessing the gas agents' performance in miscible displacement drive, a special slim-tube/swelling test/VIT studies program has been developed to study the miscibility parameters of oil and various gas agents (methane, APG, CO₂), as well as flow experiments on core (relperm and ED) to evaluate the gas-oil displacement efficiency, taking into account the effect of the pore space structure.

Conclusions

The results of the study can be used as rapid assessment of gas EOR feasibility for the development of hard-to-recover reserves of the Achimov reservoirs in West Siberia. Based on the study, a complex of special laboratory studies has been scheduled which will reduce the range of existing uncertainties in assessing the performance of interaction of oil and injected gas, and will serve as the basis for further feasibility studies of gas injection methods.

References

1. Karpov V.B., Parshin N.V. Improving the development efficiency of a large field with hard-to-recover reserves in West Siberia based on the experience of Canadian analog fields. SPE annual Caspian technical conference & exhibition, November 1–3, 2016, Astana, Kazakhstan, SPE-182572-MS. (In Russ).
2. Yuan Z., Wang J., et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 2014, Vol. 41, issue 3, P. 377–386. (In Eng).
3. Schlosser D.J., Johe M. et al. Evolution of completion techniques in the Lower Shaunavon tight oil field in Southwestern Saskatchewan. SPE hydraulic fracturing technology conference, 2015, February 3–5, SPE-173368-MS. (In Eng).
4. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N. Methodology for determination of low-permeability reservoirs development. PROneft, 2018, issue 1, P. 49–51. (In Russ).
5. Yanin A.N., Cherevko S.A., Rogachev M.K. On the inexpediency of pumping fresh water into ultralowpermeable reservoirs of Western Siberia. Nedropolzovanie XXI vek, 2018, issue 1, P. 54–63. (In Russ).
6. Larry Lake. EOR fundamentals by Larry Lake u of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer, University of Texas at Austin, 1989, 449 p. (In Eng).
7. Stepanova G.S. Gas and water-gas injection into oil reservoirs, Moscow: Gazoil Press, 2006, 198 p. (In Russ).
8. Balint V., Ban A., Doleshal Sh., Zabrodin P.I., Terek Ya. Applying carbon dioxide in oil production. Moscow: Nedra, 1977, 240 p. (In Russ).
9. Zakharenko V.A., Kobayashv A.V., Fedorov K.M., et al. A forecast of the minimum mixture pressure based on the correlations equations and determination of the optimal component composition for achievement of mixing displacement in the geological conditions of the fields in the Western and Eastern Siberia. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 62–68. (In Russ).
10. Alston R.B., Kokolis G.P., James C.F. CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO₂ streams and live oil systems. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 268–274. (In Eng).
11. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils. Proc. Fourth Annual US DOE Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma. (In Eng).
12. Glaso O. Generalized minimum miscibility pressure correlation. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 927–934. (In Eng).
13. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 160–168. (In Eng).
14. Yuan H., Johns R.T., Egwuenu A.M., Dindoruk B. Improved MMP Correlations for CO₂ floods using analytical gasflooding theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004, SPE-89359-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Kobyashev Alexander Vyacheslavovich, chief manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, chief manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Zakharenko Vladimir Aleksandrovich, head specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Дубровин Александр Владимирович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Dubrovin Alexander Vladimirovich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Стариков Максим Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Starikov Maxim Alexandrovich, head specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia