

Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на зрелом месторождении в условиях высокой выработки запасов

Бондаренко О.А.¹, Грандов Д.В.¹, Ручкин А.А.¹, Смирнов Д.С.¹, Уфимцева М.Н.¹, Неустроев К.А.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время все более актуальным становится вопрос довыработки запасов нефти месторождений на поздней стадии разработки. В таких условиях эксплуатация скважин сопровождается большими объемами попутно добываемой воды и экономически становится все менее эффективной. При этом остаточные запасы рассредоточены по площади, а причины обводнения зачастую носят комплексный характер и зависят как от геологических особенностей (неравномерность распределения коллекторских свойств), так и от эффективности реализованной системы разработки, технического состояния фонда скважин.

Учитывая неравномерность распределения текущих запасов и дифференциацию причин и характера обводнения, приобретает актуальность комплексирование технологий, в частности различных адресных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) при сочетании работ с призабойной зоной и межскважинным пространством, полимерного заводнения (ПЗ) и водогазового воздействия (ВГВ).

В статье приводится опыт применения МУН на месторождении, оценены перспективы применения путем ранжирования технологий, выбора участков опытно-промышленных работ (ОПР). При этом комплексирование рассматривается на основе масштабных работ по ВГВ с углекислым газом с предварительным охватом участков полимерным заводнением.

Материалы и методы

Анализ эффективности фактически реализованных мероприятий, исследований и расчеты на гидродинамических моделях.

Ключевые слова

гидродинамические, газовые, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, МУН, увеличение КИН, поздняя стадия разработки

Для цитирования

Бондаренко О.А., Грандов Д.В., Ручкин А.А., Смирнов Д.С., Уфимцева М.Н., Неустроев К.А. Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на зрелом месторождении в условиях высокой выработки запасов // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 90–95.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-90-95

Поступила в редакцию: 05.09.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.1/4 | Original Paper

Prospects for the application of enhance oil recovery at an ultra-mature field

Bondarenko O.A.¹, Grandov D.V.¹, Ruchkin A.A.¹, Smirnov D.S.¹, Ufimtseva M.N.¹, Neustroev K.A.²

¹Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²НК "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

At present, the issue of additional development of oil reserves of fields at the mature stage of development is becoming more and more urgent. Under such conditions, well production is accompanied by large volumes of water and becomes less and less efficient economically. Residual reserves are dispersed over the area, and the causes of watering are often complex and depend on geological features (uneven distribution of reservoir properties), as well as on the efficiency of the implemented development system and the technical status of the well.

Taking into unevenness, distribution of reserve recovery and differentiation of causes and nature of water-cut increase, it becomes relevant to combine technologies, such as various enhance oil recovery (EOR) (combination of work with bottom-hole zone and interwell space), polymer flooding and waterflooding.

The article presents the experience of EOR application at the field assesses the prospects of application by ranking the technologies and selecting pilot. At the same time, complexing is considered on the basis of large-scale works on WAG with carbon dioxide with preliminary polymer flooding.

Materials and methods

Analysis of the effectiveness of actually implemented activities, studies, and calculations on hydrodynamic models.

Keywords

EOR, IOR, WAG, CO₂, polymer flooding, modify injectivity profile

For citation

Bondarenko O.A., Grandov D.V., Ruchkin A.A., Smirnov D.S., Ufimtseva M.N., Neustroev K.A. Prospects for the application of enhance oil recovery at an ultra-mature field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 90–95. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-90-95

Received: 05.09.2023

Цель исследования

В рамках представленной работы выполнена оценка перспективности применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождении на поздней стадии разработки, в условиях значительных объемов добываемой жидкости и ограниченных приростов от проводимых мероприятий.

Объектом исследования является крупное месторождение Западной Сибири, находящееся на четвертой стадии разработки при значительном отборе от извлекаемых запасов и обводненностью продукции более 95 %.

Ретроспективный анализ применения МУН

За историю разработки месторождения применялись различные методы и технологии увеличения нефтеотдачи (гидродинамические, газовые, физико-химические). По результатам анализа исторических показателей можно выделить несколько этапов реализации различных технологий МУН (рис. 1):

- первый этап (совпадает с второй стадией разработки) — закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и растворителей. Всего за этот период закачка проводилась в 225 скважин двумя этапами с различной концентрацией реагентов. Отмечалось, что при увеличении концентрации ПАВ произошло снижение технологической эффективности более чем в два раза относительно более низкой концентрации. Для рассматриваемых условий технология закачки ПАВ была признана неэффективной из-за высокой адсорбции. К тому же в период воздействия отмечались прорывы растворов ПАВ по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, коэффициент охвата при этом не увеличивался;
- второй этап (переход месторождения в третью стадию разработки) характеризуется в основном применением газовых методов (газовое и водогазовое воздействие). Всего закачка газа проводилась в 14 нагнетательных скважин. Закачивался сухой углеводородный газ, что в условиях данного месторождения оказалось низкоэффективным — при реализации несмешивающегося вытеснения технологический эффект был несущественным (прирост КИН +3 %), происходили прорывы газа к забоям добывающих скважин. При этом прирост Квнт от применения технологии не отмечался, прирост Кохв составил 3 %;

- третий этап (начало четвертой стадии разработки) — малообъемные оторочки по выравниванию профиля приемистости (ВПП) и потокоотклоняющих технологий (ПОТ), нестационарное заводнение, комплексирование ВПП с полимерным заводнением и цикликой. На данном этапе было апробировано около 90 различных химических составов дисперсных, геле- и осадкообразующих растворов. Всего за 7 лет закачка составов проводилась в более чем 5 500 скважин. Именно за счет практически полного охвата нагнетательного фонда воздействием, а также за счет комплексирования различных методов на разных участках в отдельные годы прирост дополнительной добычи достигал 16 % от годовых отборов. В среднем применение данных технологий обеспечило прирост Кохв на 1,4 %. Положительное влияние выразилось в снижении обводненности за счет подключения в работу слабовыработанных прослоев;
- четвертый этап — возобновление закачки малообъемных оторочек после пятилетнего перерыва. За восемь лет воздействием охвачены более 2 200 нагнетательных скважин. На текущий момент дополнительная добыча составляет 6 % интегральной годовой добычи месторождения. При этом продолжается апробация новых технологий. Прирост Кохв составил 1,2 %.

Анализ фактических результатов применения различных технологий МУН свидетельствует о том, что получение максимального технологического эффекта достигается при комплексировании методов, когда одна технология дополняет другую.

Рассмотрим несколько примеров.

Месторождение характеризуется крайне неравномерным геологическим строением — имеются как участки с монолитными выдержанными фазиальными объектами, так и прерывистые неоднородные коллекторы.

При этом установлено [5], что наибольший эффект в коллекторах однородного строения достигается при применении потокоотклоняющих технологий (ПОТ) путем образования в межскважинном пространстве гелевого или иного барьера и перенаправления потоков из промытых прослоев в менее выработанные по латерали пласта. Принципиальная схема в зависимости от типа коллектора проиллюстрирована на рисунке 2. Меньший эффект только от кольматации призабойной зоны (ВПП) в монолитных

коллекторах объясняется тем, что по мере удаления от скважины вода обходит такие барьеры за счет вертикальной связности пласта и поступает вновь в ранее промытые каналы, в то время как отклонение потоков в удаленной зоне, где и сконцентрирован основной объем остаточных запасов, позволяет дополнительно охватить локализованную нефть.

В условиях прерывистого коллектора, напротив, более эффективно выравнивание профиля приемистости в призабойной зоне пласта (ПЗП) и закачка воды в не работавшие ранее прослои, поскольку вертикальная связность пласта затруднена и перенаправленные в ПЗП в другие пропластки потоки способствуют их вовлечению в более активную выработку без риска внутрискважинных вертикальных перетоков.

Сочетание же технологий ВПП и ПОТ, особенно в гидродинамически связанных коллекторах, позволяет задействовать сразу два эффекта: с одной стороны, блокировать более проницаемые прослои в призабойной зоне, с другой — перенаправлять фильтрационные потоки в менее промытые зоны в межскважинном пространстве, как это и проиллюстрировано на рисунке 2.

Контроль физических изменений в пласте, кроме прямых замеров изменений приемистостей и давлений и построения графиков Холла, проводится при помощи исследования профилей приемистости до и после ВПП. Количественными показателями эффективности в этом случае служит величина изменения доли работающих пропластков и их удельной приемистости, как, например, на рисунке 3а, когда коэффициент охвата изменился с 0,2 (до ВПП) до 0,3 (после ВПП).

Контроль образования барьера и ориентированное его удаление от ПЗП, в случае с ПОТ, определяются по ГДИС по графикам производных КПД при выходе на радиальный режим путем оценки уменьшения проницаемости до и после мероприятия (рис. 3б). Соответственно, такой контроль может быть и динамическим для определения устойчивости составов в условиях пласта.

Полученные осредненные результаты применения технологий ПОТ и ВПП как по отдельности, так и в комплексе приведены в таблице 1.

Еще один пример комплексирования методов — применение интегрированной технологии воздействия (ВПП + циклика).

Установлено, что увеличение эффекта от ВПП достигается при закачке агентов,

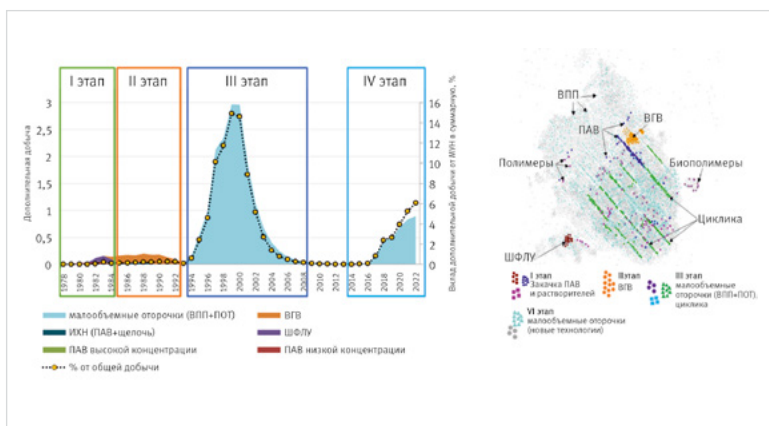


Рис. 1. История применения МУН на месторождении S
Fig. 1. The history of the use of EOR at the S field

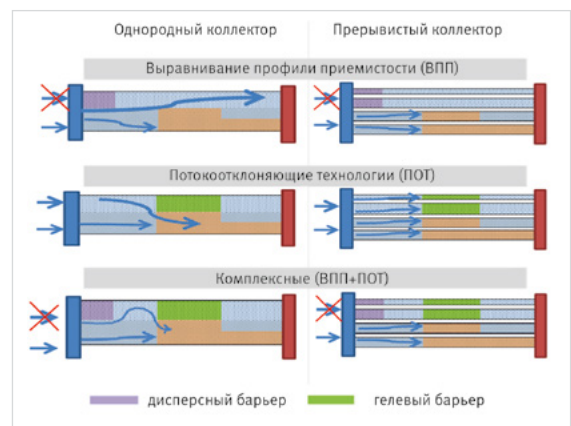


Рис. 2. Механизм воздействия малообъемными оторочками реагентов
Fig. 2. The mechanism of combined action of small-volume composition injection

увеличивающих сопротивление, в фазу снижения пластового давления [6].

В данном случае синергетический эффект достигается путем сочетания циклического заводнения, направленного на повышение эффективности горизонтального вытеснения нефти вдоль напластования, с вертикальным вытеснением поперек напластования.

Подводя итог анализа эффективности применения технологий на рассматриваемом месторождении, можно отметить следующее:

- технологии закачки ПАВ и водогазового воздействия углеводородным газом на рассматриваемом месторождении неэффективны и не рекомендуются к тиражированию;
- перспективы применения водогазового воздействия связаны с реализацией смешивающегося режима вытеснения (что может быть достигнуто путем закачки CO₂);
- на эффективность применения технологий на начальной стадии разработки в большей степени оказывают влияние геологические факторы (расчлененность, проницаемость, состав и свойства пластовых флюидов); в условиях поздней стадии преобладающее влияние начинают оказывать технологические факторы (реализованная система разработки, энергетическое состояние залежи, техническое состояние фонда, характер обводнения), в меньшей степени — геологические (неоднородность строения пласта, текущая нефтенасыщенность);
- лучше всего в условиях высокой обводненности продукции себя зарекомендовали

Табл. 1. Сравнение результатов применения ПОТ и ВПП в комплексе и по отдельности
Tab. 1. Comparison of the results of the use of deep diverted gel and methods of conformance control of injection profile in a complex and separately

Тип реагента	Цель воздействия	Преобладающий тип строения пласта	Доп. добыча нефти на одну нагн. скв., тыс. т
Дисперсные составы (кольматирующие)	ВПП (воздействие на ближнюю зону)	однородный	1,3
		расчлененный	3,0
		в целом	2,6
Гели	ПОТ (воздействие на межскважинное пространство)	однородный	2,4
		расчлененный	1,9
		в целом	2,2
Дисперсные + Гели	Комбинированное воздействие на ПЗП и удаленную зону (ПОТ + ВПП)	однородный	2,9
		расчлененный	2,1
		в целом	2,7

технологии, направленные на увеличение охвата — блокировку промытых зон и вовлечение слабодренлируемых;

- наибольший эффект достигается при комплексировании технологий.

Перспективы развития

Учитывая значительную степень выработанности рассматриваемого месторождения, необходимо признать, что с учетом механизма обводнения применяемые в настоящее время технологии направлены на повышение коэффициента охвата в неравномерно выработываемых зонах путем вовлечения неработающих прослоев и отключения обводнившихся, перераспределения фильтрационных потоков.

При этом не применяются методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения, борьбы с конусообразованием и обводнением по трещинам, что в анализируемых условиях также является очень актуальным. Поскольку объемы остаточной нефти составляют до половины начальных геологических запасов, извлечение хотя бы их части позволит существенно нарастить КИН.

Также очевидно, что на поздних стадиях разработки целесообразно массированно воздействовать на рассредоточенные запасы межскважинных зон, что достигается применением большеобъемных МУН.

Для оценки перспектив расширения применяемой программы МУН предложен следующий план работ:

1. Скрининг возможных технологий с учетом геолого-физических характеристик пластов и технологических особенностей разработки;
2. Оценка перспектив применения отдельных технологий на секторных гидродинамических моделях;
3. Проведение лабораторных исследований по подбору оптимального состава;
4. Комплексирование технологий МУН;
5. Выделение участков опытно-промышленных работ и проведение пилотных работ;
6. Тиражирование технологий по результатам ОПР.

Критерии подбора технологий

Первичный подбор предполагает оценку возможности применения той или иной технологии и включает геологические критерии (фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), свойства и состав нефти, воды, породы и др.) и технологические (обводненность, взаимовлияние, давление смеси).

На данном этапе сформирована матрица применимости технологий большеобъемных МУН, в которой определены ключевые факторы, влияющие на возможность использования газовых и физико-химических технологий.

Согласно матрице применимости, большинство технологий для условий рассматриваемого месторождения не могут быть эффективно реализованы на текущем этапе из-за высокой обводненности продукции (табл. 2), хотя ранее они уже испытывались. В числе наиболее подходящих технологий — водогазовое воздействие (углекислым газом) и закачка полимеров.

Исходя из фактического опыта применения, полимерное заводнение как самостоятельная технология применялась лишь в единичных скважинах. В основном закачка полимеров осуществлялась в комбинации с ПАВ либо с ВПП, но, учитывая небольшое количество обработанных скважин (порядка 70 единиц), а также ограниченный период применения (1999–2001 гг.), эффект от применения технологий был небольшим (0,5–3,1 тыс. т/скв.). Прирост Кохв при этом составил 0,5 %.

ВГВ углеводородным газом в условиях рассматриваемого месторождения малоэффективно из-за слабосмешивающегося с нефтью режима растворения попутного газа и, соответственно, минимального прироста дополнительной добычи [1, 2, 7, 8].

ВГВ углекислым газом ранее не применялось, но возможна реализация смешивающегося режима, в связи с чем данная технология является перспективной.

Далее выбранные на первом этапе технологии проходят второй этап анализа, на котором непосредственно выполняется подбор участков воздействия с учетом сложившихся условий. Рассматриваемые критерии в основном являются технологическими или техническими:

- реализованная система разработки, расстояния между скважинами, механизм обводнения, плотность остаточных запасов на текущую дату;
- энергетическое состояние участка (анализ гидродинамических исследований);
- состояние фонда (анализ промыслово-геофизических исследований);
- прочие технологические факторы (сформированность элементов системы разработки, конструкции скважин, инфраструктура).

С учетом обозначенных выше критериев и фактического опыта на месторождении

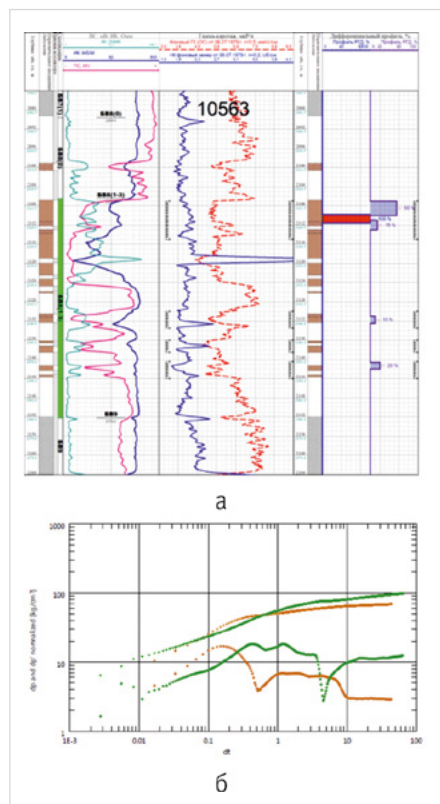


Рис. 3. Исследования до и после ГТМ: а — контроль изменения профиля приемистости методами ПГИ, б — контроль продвижения оторочки ПОТ в межскважинном пространстве по ГДИС
Fig. 3. Pre- and post-HTM studies: a — control of injectivity profile by PLT, б — control of rim advancement in the interwell space by well test

Табл. 2. Матрица применимости большеобъемных МУН
Tab. 2. Matrix of applicability of large-volume EOR

Критерии применимости МУН	Значение по месторождению	Газовые МУН			Физико-химические МУН							
		ВГВ (азот, дымовые газы)	ВГВ с CO ₂	ВГВ с УВ	Полимеры	Коллоидно-дисперсные гели	Щелочное заводнение	Кислотное заводнение	Выгеснение нефти растворами ПАВ	Щелочь/ПАВ/Полимерное заводнение	Мицеллярное заводнение	
Применимость МУН		x	✓	x	✓	x	x	x	x	x	x	
Состав нефти	Сод. фракций C1–C7 — 57 % Сод. фракций C8+ — 42 % малосмолистые	✓	✓	✓	✓	✓	x	✓	x	✓	✓	
Вязкость нефти, сПз	1,04–1,21	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Глубина, м	1 602–2 396	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Эффективность н/н толщина, м	3,6–19,1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Проницаемость, мД	5–1 365	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Температура, °С	60–79	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Тип коллектора	терриновый	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Расчлененность	3÷11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Режим смесимости	–	x	✓	x	критерий неприменим							
Минерализация пластовой воды, г/л	18–25	критерий неприменим			✓	x	✓	✓	✓	✓	✓	
Глинистость (нежелательно наличие алевритов, полимиктов)	14	критерий неприменим			✓	✓	x	✓	x	x	✓	
Источник обводнения	нагнетаемая вода	критерий неприменим			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Обводненность, %	83–99	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	x	x	x	

определены основные технологии, выполнен подбор перспективных участков, в т.ч. с учетом механизма обводнения конкретных участков. Для каждого выделенного участка определена потенциальная доля текущих запасов пласта, результаты представлены в таблице 3.

После выбора подходящих технологий также рассматривается возможность их комплексирования.

Моделирование эффектов МУН

Оценка эффектов от МУН проводилась на секторных гидродинамических моделях (ГДМ), построенных и адаптированных на исторические показатели разработки, результатов лабораторных исследований собственного керна и керна аналогов.

Для моделирования МУН было построено 12 локальных ГДМ, характеризующих перспективные участки пяти продуктивных пластов. Эффект ВГВ моделировался с использованием композиционного трехмерного моделирования.

Все гидродинамические модели были представлены секторами из актуальных полномасштабных ГДМ.

Расчеты проводились при текущем распределении параметров. В рамках многовариантных расчетов выполнялось обоснование оптимального объема прокачки, соотношения длительности циклов воздействия, концентрации полимера. Следующим шагом выполнялось определение эффектов от самостоятельного применения МУН, изучение совместного и последовательного применения технологий. Также выполнена оценка влияния конструкции скважин,

Табл. 3. Результаты подбора технологий воздействия на месторождении S
Tab. 3. Results of the selection of impact technologies at the field S

Пласт	Механизм обводнения	Потенциальная доля запасов вовлекаемых за счет МУН, % от ТИЗ пласта	Технология доизвлечения
1	Выработка запасов (расчлененный коллектор) Обводнение от ППД Обводнение по трещинам ГРП	8	ВПП, ВГВ
		17	ВПП + ПОТ
		36	Полимерное заводнение + ВПП
2	Выработка запасов (расчлененный коллектор) Обводнение от ППД Конусообразование Обводнение по трещинам ГРП	11	ВПП
		7	ВПП + ПОТ
		21	Полимерное заводнение + ВПП, ВГВ
3	Выработка запасов (однородный коллектор) Конусообразование	12	Восстановление элементов системы + оптимизация приемистости
		24	Полимерное заводнение + ВГВ
4	Выработка запасов (однородный + расчлененный коллектор)	29	Восстановление элементов, нестационарное заводнение + ВПП
		39	Восстановление элементов системы, полимерное заводнение, ВГВ, ВПП + нестационарное заводнение
5	Обводнение от ППД Обводнение по трещинам ГРП	25	ВПП + ПОТ
		32	Восстановление элементов + полимерное заводнение

межскважинных расстояний и соотношения реагирующих и влияющих скважин на эффективность воздействия. Всего рассмотрено 169 вариантов сочетаний технологий.

Целью расчетов является оценка перспектив применения и возможных приростов КИН от применения МУН и анализ чувствительности параметров технологий.

На первом этапе выполнялся расчет базового варианта (ППД водой) для дальнейшего сравнения эффектов.

Затем выполнена серия расчетов с различным объемом прокачки наиболее перспективных в пределах выбранных участков технологий — ВГВ углекислым газом и полимерное заводнение. Для сравнения эффекта от ВГВ CO₂ проводились также экспериментальные расчеты ВГВ углеводородным газом.

Далее на основе варианта с оптимальным объемом прокачки выполнялись расчеты с различным соотношением длительности циклов ВГВ и концентрацией полимера.

После выбора вариантов с оптимальными параметрами выполнялись расчеты с вариативностью межскважинных расстояний, конструкций и соотношения скважин. С учетом разбуренности площади данные мероприятия предполагают проведение уплотняющего бурения и зарезки боковых горизонтальных стволов.

Сравнение полученных результатов моделирования эффектов МУН на секторных ГДМ (СГДМ) с результатами лабораторных исследований и полученных ранее эффектов (либо полученных на аналогах) приведено в таблице 4.

Более высокая эффективность полимерного заводнения по сравнению с фактом,

полученная в результате прогнозных расчетов на ГДМ, обусловлена масштабностью применения (по факту проводились единичные обработки, на прогноз предполагается закачка большеобъемных оторочек и длительное применение технологии). При этом полученная расчетная прогнозная эффективность применения технологии полимерного заводнения сопоставима с аналогами (с учетом выработки запасов).

Результаты расчетов.

Дальнейшие перспективы

По результатам выполненных расчетов установлено, что наибольшей технологической эффективностью характеризуется последовательное применение полимерного заводнения и ВГВ CO₂.

Полимерное заводнение как самостоятельный метод увеличения нефтеотдачи в условиях значительной выработки запасов обеспечивает невысокий прирост КИН относительно заводнения.

Водогазовое воздействие углекислым газом за счет смешивающегося режима обеспечивает в целом положительную динамику прироста КИН, но для максимального эффекта необходимо обеспечить прокачку не менее 50% порового объема. В условиях высокой обводненности данное требование довольно сложно осуществить, поскольку реагирующие скважины выбывают по экономическим ограничениям раньше, чем наступает эффект от ВГВ.

В этом случае синергетический эффект достигается за счет того, что при реализации полимерного заводнения снижается обводненность (в результате подключения в работу

слабодризируемых прослоев), то есть полимер в данном случае увеличивает коэффициент охвата и позволяет перераспределить фильтрационные потоки [3]. После чего при реализации ВГВ CO₂ воздействие осуществляется на низкопроницаемые прослои, и увеличение коэффициента вытеснения за счет закачки газа происходит именно в пропластках с малой степенью выработанности.

На участках с невысокими ФЕС, где проводится ГПП, водогазовое воздействие не рассматривалось, поскольку его применение связано с риском ухода газа по технологическим трещинам. Полимерное заводнение может применяться как самостоятельный метод, позволяющий увеличивать вязкость воды в трещинах ГПП и подключать в работу застойные зоны в межскважинном пространстве [4].

Полученные результаты моделирования (табл. 5) позволяют выделить наиболее перспективные технологии для дальнейшего доизучения эффектов. В частности, необходимо проведение лабораторных исследований на собственном керне по изучению вытеснения нефти с высоким содержанием воды различными агентами и их комбинацией. Выполнить исследования нужно и для обоснования концентрации и марки полимера.

На основании проведенного комплекса лабораторных исследований предполагается выделение участков опытно-промышленных работ и апробации рекомендуемых технологий. На основании данных работ будет приниматься решение о дальнейшем тиражировании технологий МУН на рассматриваемом месторождении.

Итоги

В рамках представленной работы на основе анализа фактически проводимых ранее мероприятий на рассматриваемом месторождении и аналогах и по результатам гидродинамического моделирования выполнена оценка ранжирования, перспектив комплексного применения методов увеличения нефтеотдачи, разработана программа ОПР.

Выводы

В условиях неравномерности распределения текущих запасов и дифференциации причин и характера обводнения приобретает актуальность комплексирование технологий:

- ГТМ-МУН (уплотняющее бурение, адресные зарезки боковых горизонтальных стволов в комбинации с МУН);

Табл. 4. Сравнение эффективности применения МУН, прирост КИН по сравнению с заводнением, %

Tab. 4. Comparison of the effectiveness of the use of EOR, increase in ORF compared to flooding, %

Технология	Прирост КИН, % пункта				Аналоги
	Факт	СГДМ		Исследования	
		факт	прогноз		
Полимерное заводнение	0,5	0,5	2	–	до 7
ВГВ CO ₂ (смешив. вытеснение)	–	–	9–17	7-20	7–12
ВПП, ПОТ	1,2	1,2	1,1	–	1,5

Табл. 5. Результаты расчетов и рекомендации к тиражированию

Tab. 5. Calculation results and recommendations for replication

Объект	Рассмотренные варианты применения технологий	Восстановление элементов системы (адаптировано к ТИЗ)					Рекомендуемый вариант
		ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ на текущей системе	ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ	ВПП + циклика	ПЗ	ВГВ CO ₂	
1	+	+		+	+	+	ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ, ПЗ+ВГВ CO ₂
2	+	+	+	+	+	+	ВПП, ВПП+ПОТ, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO ₂
3	+	+	+	+	+	+	ПОТ, ВПП+циклика, ПЗ, ПЗ+ВГВ CO ₂
4	+	+	+	+	+	+	ВПП+ПОТ, ВПП+циклика, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO ₂
5	+	+		+	+	+	ВПП+ПОТ, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO ₂

Обозначения:

+	Выполнены расчеты, получен результат
+	Получена наибольшая эффективность по результатам расчетов

- малообъемные МУН-МУН (сочетание работы с призабойной зоной — технологии ВПП) и межскважинным пространством (технологии ПОТ);
- большеобъемные МУН-МУН (сочетание полимерного заводнения и ВГВ).

Для реализации МУН на поздних стадиях разработки необходимо восстановление расформированной системы либо формирование новых элементов, адаптированных под текущую структуру запасов.

Литература

1. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
2. Аржиловский А.В., Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопков К.В. Экспресс-оценка прироста коэффициента

- извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 63–67.
3. Сургучев М.Л. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 346 с.
 4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
 5. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 166 с.
 6. Боксерман А.А., Лейбин Э.Л., Бодрягин А.В., Никитин А.Ю., Куприянов Ю.Ю. Результаты внедрения интегрированной технологии нестационарного адресного воздействия на Ермаковском месторождении // Труды

- VIII научно-практической конференции «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов — теория и практика их применения». Казань: 2002. Том 1. С. 146–157.
7. Гусев С.В., Дмитриев О.В., Жданов С.А., Трофимов А.С. Анализ текущего состояния и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз». М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 71 с.
 8. Вашуркин А.И., Гусев С.В., Ложкин Г.В., Трофимов А.С., Цымылянский Г.К. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самотлорском месторождении. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. 37 с.

ENGLISH

Results

Within the limits of the presented work on the basis of the analysis of actually carried out earlier measures on the considered field and analogues and according to results of hydrodynamic modeling, the estimation of ranking, prospects of complex application of methods of increase in oil recovery is carried out, the program of pilots is develop.

Conclusions

In the conditions of uneven distribution of current reserves and differentiation of the causes of high water cut, the integration of technologies becomes relevant:

- well work- EOR (infill drilling, horizontal side-tracking in combination with EOR);
- small-volume EOR-EOR (combination of work with the injection profile and the inter-well space; reduction of water by reducing the mobility of water or connecting poorly drained interlayers for the use of additional technologies);
- big-volume EOR-EOR (combination of polymer flooding and WAG);
- For the implementation of the advanced oil recovery methods at the ultra-mature stage of development, it is necessary to restore the disbanded system, or the formation of new flooding elements adapted to the current structure of reserves.

References

1. Stepanova G.S. Gas and water-gas methods of impact on oil reservoirs. Moscow: Gazoil Press, 2006, 200 p. (In Eng).
2. Arzhilovsky A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A., Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropkov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. Oil industry, 2022, issue 9, P. 63–67. (In Russ).
3. Surguchev M.L. Methods of extraction of residual oil. Moscow: Nedra, 1991, 346 p. (In Russ).
4. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 308 p. (In Russ).
5. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of application EOR technologies on Samotlor field. Tyumen: Vector Book, 2005, 166 p. (In Russ).
6. Boxerman A.A., Leybin E.L., Bodryagin A.V., Nikitin A.Yu., Kupriyanov Yu.Yu. The results of the implementation of the integrated technology of non-stationary targeted impact at the Ermakovskoye field. The latest methods of increasing oil recovery – theory and practice of their application. Kazan, 2002, Vol. 1, P. 146–157. (In Russ).
7. Gusev S.V., Dmitriev O.V., Zhdanov S.A., Trofimov A.S. Analysis of the current state and prospects of application of enhanced oil recovery methods in the fields of Nizhnevartovskneftegaz. Moscow: VNIIOENG, 1992, 71 p. (In Russ).
8. Vashurkin A.I., Gusev S.V., Lozhkin G.V., Trofimov A.S., Tsymlansky G.K. Testing of gas and water-gas impact technologies at Samotlor field. Moscow: VNIIOENG, 1989, 37 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бондаренко Олеся Андреевна, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ручкин Александр Альфредович, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Смирнов Дмитрий Сергеевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Уфимцева Мария Николаевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Неустроев Кирилл Андреевич, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Bondarenko Olesya Andreevna, chief project engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, chief manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ruchkin Alexander Alfredovich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Smirnov Dmitry Sergeevich, deputy general director for geology and development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ufimtseva Maria Nikolaevna, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Neustroev Kirill Andreevich, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia