

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

УДК 622.06

На правах рукописи

Тлегенов Бахыт Буkenович

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации

«Особенности применения поддержания
пластового давления на карбонатных
нефтяных месторождениях»
7M07202 – «Нефтяная инженерия»

Направление подготовки
Научный руководитель
Доктор PhD



Жаппасбаев Б.Ж.

«__» _____ 2021г.

Рецензент
Доктор PhD,
мл. науч. сотрудник лабораторий



Гусенов И.Ш.

«__» _____ 2021г.

Нормоконтроль
Доктор PhD



Жаппасбаев Б.Ж.

«__» _____ 2021г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
НИ М.т.н.

_____ Дайров Ж.К.
«__» _____ 2021г.

Алматы 2021

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	4
Введение	Ошибка! Закладка не определена.
1. Технологии для стимуляции закачки	8
1.2 <i>Низкая эффективность системы ППД.....</i>	<i>10</i>
1.3 <i>Одновременно-раздельная закачка.....</i>	<i>13</i>
2. Водогазовое воздействие	16
3. Обратная закачка газа	21
4. Нестационарное заводнение.....	23
4.1 <i>Теоретическая основа НЗ.....</i>	<i>29</i>
5. Низкосолевое заводнение.....	32
5.1 <i>Электрическое двухслойное расширение.....</i>	<i>34</i>
5.2 <i>Увеличение рН.....</i>	<i>35</i>
5.3 <i>Многоионный обмен.....</i>	<i>35</i>
5.4 <i>Растворение минералов.....</i>	<i>36</i>
6. Выводы	37
7. Список использованной литературы:.....	38

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ППД - поддержание пластового давления;
ПАВ - поверхностно-активные вещества;
ВПП - выравнивание профиля приемистости;
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;
ГТМ - геолого-технические мероприятия;
КИН - коэффициент извлечения нефти;
ГФ - газовый фактор;
РИГИС - результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
ед. - единицы;
д.ед. - доли единиц;
Ков - коэффициент охвата вытеснением;
Кон - коэффициент остаточной нефти;
Квыт - коэффициент вытеснения;
СППД - система поддержания пластового давления;
ОРЗ - одновременно-раздельная закачка;
ВГВ - водогазовое воздействие;
ОГЗ - обратная закачка газа;
КПО - Карачаганак Петролеум Оперейтинг;
УКПГ - установка комплексной подготовки газа;
ТПК - трещиновато-поровый коллектор;
НЗ - нестационарное заводнение;
ПГИ - промыслово-геофизические исследования;
ГДИС - гидродинамические исследования скважин;
Кпрод - коэффициент продуктивности;
ОТМ - организационно-технические мероприятия;
НСЗ - низкосолевое заводнение;
ВСЗ - высокосолевое заводнение;
ЭДС - электрический двойной слой.

АННОТАЦИЯ

Увеличение добычи нефти является приоритетной задачей при разработке месторождений нефти. Данная задача является основной для месторождений на любой стадии разработки. Для месторождений на поздних стадиях разработки этот вопрос стоит особенно остро, так как на таких месторождениях, как правило, снижается темп добычи нефти из-за роста обводненности и снижения добываемого фонда. Внедрение заводнения на новых месторождениях является первичным методом повышения нефтеотдачи. Мероприятия, направленные на извлечения остаточных запасов углеводородов из выработанных пластов с помощью заводнения, определяются как вторичные методы добычи нефти. Во время разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами по причине высокой вязкости нефти, неоднородности пластов, малой проницаемости и других причин, заводнение к определенному моменту становится неэффективным. Для решения этих проблем и извлечения остаточных запасов углеводородов из заводненных участков применяют технологии, которые называются третичные методы добычи нефти.

АҢДАТПА

Мұнай өндірудің ұлғаюы мұнай кен орындарын игерудегі басым міндет болып табылады. Бұл міндет - дамудың кез-келген кезеңіндегі мұнай кен орындарының негізгі түрі. Дамудың кейінгі кезеңдеріндегі мұнай кен орындары үшін бұл мәселе, өйткені бұл мәселе, өйткені мұнайды осындай мұнай кен орындарында, әдетте, мұнай өндірудің қарқыны суарудың өсуіне және өндіруші қорды азайтуға байланысты төмендеді. Жаңа мұнай кен орындарына су тасқыны енгізу - мұнайды қалпына келтірудің ең тиімді әдісі. Акциялардың көмегімен жасалған қалдық-көмірсутегі қорын өндіруге бағытталған іс-шаралар мұнай өнімдерінің көмегімен мұнай өндірудің қайталама әдістері ретінде анықталған. Мұнайдың жоғары тұтқырлығы бар мұнай кен орнын игеру кезінде мұнайдың жоғары тұтқырлығы, қалыптасуы, төмен өткізгіштігі және басқа себептермен, басқа себептермен су тасқыны тиімсіз болады. Осы мәселелерді шешу және өсімдік бөлімдерінен қалдық көмірсутек қорын алу үшін, олар мұнай өндірудің үшінші әдістері деп аталады.

ANNOTATION

Increasing oil production is a priority task in oil field development. This task is the main one for fields at any stage of development. For fields at the late stages of development this issue is especially acute, since at such fields, as a rule, the rate of oil production decreases due to growth of water cut and reduction of production stock. Waterflooding of new fields is the first method to improve oil recovery. Measures aimed at extracting residual hydrocarbon reserves from depleted reservoirs by means of waterflooding are defined as secondary oil recovery methods. During the development of a field with hard-to-recover reserves due to high oil viscosity, heterogeneous formations, low permeability and other reasons, waterflooding becomes ineffective at a certain point. To solve these problems and extract residual hydrocarbons from waterflooded areas, technologies called tertiary oil recovery methods are applied.

ВВЕДЕНИЕ

Карбонатные природные резервуары содержат около 35-42% мировых запасов нефти и 23-28% природного газа. Эта доля продолжает увеличиваться, т.к. большинство новых геологических открытий связано именно с карбонатами. Их разработка в настоящее время в основном осуществляется низкими темпами, что во многом обусловлено причинами геологического характера, а также применением традиционных принципов разработки и методов воздействия, хорошо зарекомендовавших себя на терригенных коллекторах. В силу специфического строения карбонатных отложений и свойств насыщающих их жидкостей прямой перенос на них принципов разработки терригенных коллекторов не дает высоких положительных результатов. Поэтому дальнейшее совершенствование разработки месторождений нефти, представленных карбонатными коллекторами, имеет стратегическое значение для месторождений Казахстана. Однако основные направления изучения отбора нефти из этой категории коллекторов оказались мало исследованными, особенно вытеснение нефти водой в вертикальном и вертикально-латеральном направлении по схеме «сверху вниз».

Залежи карбонатных пород на месторождениях в основном разрабатываются в режиме естественного поддержания пластового давления с учётом естественного активного водонапорного или упруговодонапорного режима, по мере продолжения разработки дефицит пластовой энергии постепенно усиливается, энергия заметно падает, соответственно, снижается добыча нефти добывающих скважин.

В настоящее время карбонатные месторождения имеют большой потенциал увеличения добычи. В связи со всеми трудностями, связанными с поддержанием пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов, исследователи крупных нефтяных компаний и научных институтов в настоящее время работают над разработкой новых методов, идей и технологий для повышения нефтеотдачи.

Поставленные задачи решались на основе научного анализа геолого-промыслового материала, лабораторных исследований и опыта разработки месторождений с карбонатными коллекторами.

Целью работы является рассмотрение и анализ особенностей применения поддержания пластового давления на карбонатных нефтяных месторождениях.

1. Технологии для стимуляции закачки

Месторождение Кожасай расположено в Актюбинской области в 245–270 км от г. Актобе, административно расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области. Разработка месторождения Кожасай ведется с 2003 г.

Реализация поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды начата с конца 2007 г. Среднегодовая текущая обводненность добываемой продукции составляет 3,0%. В разрезе месторождения Кожасай нефтегазонасть выявлена в карбонатной толще КТ-II, представленной пачками КТ-II-I и КТ-II-II, и разрабатывающейся в качестве единого эксплуатационного объекта разработки.

Месторождение Кожасай испытывало меньшие тектонические стрессы и напряжения, поэтому система трещин в карбонатах прослеживается локализованно, что подтверждается геолого-промысловыми исследованиями и показателями разработки. Пачки КТ-II-I и КТ-II-II, разделены плотной породой толщиной до 50 м. Трещины прослеживаются в известняках с пористостью до 3–4 %. В сравнении с объектом КТ-II месторождения Алибекмола, в силу небольших отличий условий осадконакопления и пост-седиментационных процессов диагенеза выделяется низкая проницаемость коллектора. Средняя проницаемость по результатам исследований керна составила 0,45 мД. Месторождение Кожасай находится на 3-й стадии разработки.

В условиях месторождения Кожасай, сложенного низкопроницаемыми и низкопоровыми карбонатными породами, осуществляются лабораторные исследования с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислотных композиций, с целью выявления эффективного метода воздействия на повышение нефтеотдачи пластов, интенсификации притока.

Одной из альтернативных технологий рассматривается реагенты, обладающие способностью изменения физико-химических свойств породы и пластовых флюидов, разработанная с целью повышения нефтеотдачи в низкопроницаемых неоднородных коллекторах. Практически более 50% геологических запасов в таких коллекторах остаются неизвлеченными по причине неэффективности применяемых способов разработки. При традиционном ППД путем заводнения вытеснение нефти происходит только в высокопроницаемых пропластках за счет высокопроводимых каналов – гидравлических трещин. Тогда как в низкопроницаемом коллекторе, а именно в матрице, не происходит должного вытеснения нефти водой, остаются «защемленными» целики нефти, снижается пластовое давление.

Применение технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) уменьшает объем закачиваемой воды в высокопроводимые каналы за счет создания экранирующего эффекта путем закачки гелеобразующего вещества. Это решает проблемы с прорывами воды в добывающие скважины, перераспределением объемов закачки в недренируемые зоны. Однако в условиях месторождения Кожасай имеются трудности с низкой

приемистостью по причине плохих фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Соответственно требуется ряд геолого-технических мероприятий (ГТМ) для увеличения охвата заводнением: реперфорация, гидроразрывы, радиальное бурение. Это требует больших технологических и экономических затрат.

Рассматриваемая технология «сверхтекучая вода» относится к физико-химическим технологиям ВПП, не требующим предшествующих работ, перечисленных выше. Карбонатные коллекторы месторождения Кожасай характеризуются в большой степени как гидрофильные, тогда как общеизвестно, что карбонатным породам присуще гидрофобность. Также коэффициент вытеснения нефти водой в гидрофильных породах более высокий по сравнению в гидрофобных породах. Но в условиях таких месторождений как Кожасай в микропорах не происходит проникновения воды в поры за счет сильного межфазного натяжения и капиллярных сил. В отличие от месторождения Алибекмола Кожасай характеризуется менее распространенной сетью гидравлических трещин, т.е. намного меньше гидродинамической сообщаемости между матричным поровым объемом и объемом гидравлических трещин. Соответственно довольно большие зоны и участки матричной породы не вовлечены в дренирование. На месторождении Алибекмола наблюдается эффект при изменении фильтрационных потоков во время организации нестационарного заводнения. За счет проявления капиллярных сил вытеснение нефти водой происходит 2-мя способами: за счет движения воды по водной поверхности (пленочное вытеснение нефти) и менисковое перемещение воды в системах мелких каналов и крупных пор. Данные процессы пропорциональны степени гидрофильности породы. В действительности коллектор имеет очень сильную изменчивость по гидрофильности и неоднородности, что значительно усложняет процесс вытеснения нефти водой. Экспериментально получено, что увеличение вытеснения нефти водой в поровых коллекторах может происходить за счет перепада избыточного давления в водонасыщенной части (в системе трещин) или же периодически изменяющегося градиента давления на границе матрица-трещина. Таким образом, наличие хорошо распространенных трещин также имеет значительную роль в разработке карбонатных месторождений.

В ходе лабораторных исследований измеряются такие параметры, как фактор сопротивления, определяющая отношение подвижности фаз к перепаду давления при фильтрации до воздействия реагента; остаточный фактор сопротивления – отношение подвижности воды до воздействия к подвижности воды после воздействия; фактор набухания – показывает степень увеличения фильтрационных сопротивлений после закачки реагента. Итоговые выводы экспериментов показывают после обработки данной технологии увеличение фазовой проницаемости для воды.

Реализация применения данной технологии предполагается в двух вариантах:

– разовая обработка (не более 24 ч) – эффект длится более 1 года. В итоге получение дополнительной добычи нефти. Из привлекаемой техники только насосный агрегат и автоцистерна до 20 м³;

– перманентная дозировка в воду ППД – стабильный не затухающий во времени эффект от применения. В итоге повышение КИН на применяемом участке месторождения. Из привлекаемого оборудования только дозировочный насос.

На **Ошибка! Источник ссылки не найден.** Рис. 1 показаны участки скважин реального месторождения, в которых была проведена обработка рассматриваемой технологии. Дополнительная добыча нефти за 8 мес. составила 500 т.

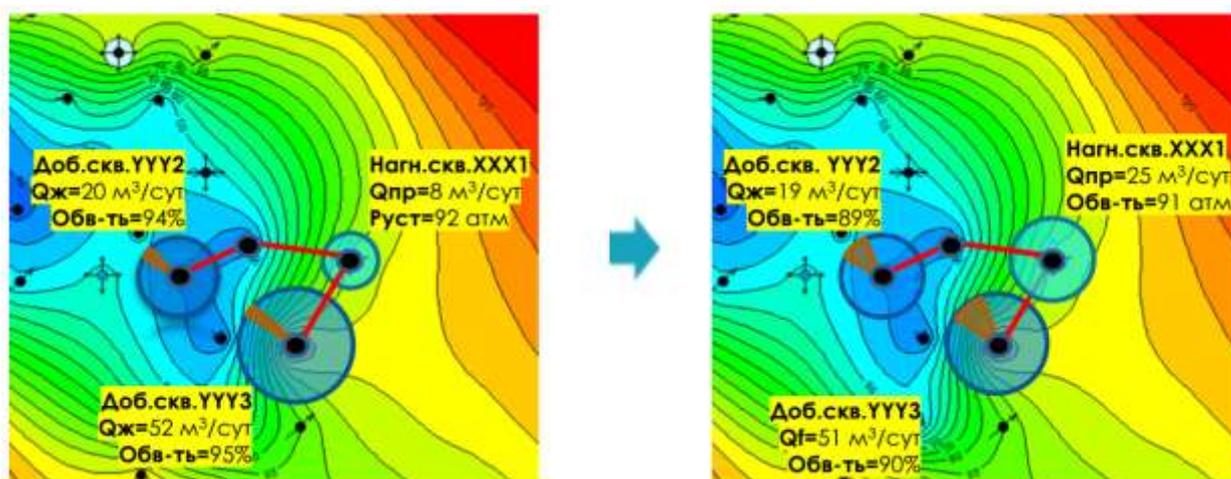


Рис. 1. Сравнение показателей добычи скважин до и после обработки технологией «сверхтекучая вода» на реальном месторождении Республики Казахстан

Для предварительной оценки применения данной технологии на месторождении Кожасай необходимо проведение лабораторных исследований. В случае положительных керновых исследований рассмотрение и подбор пилотного участка для опытных работ на месторождении Кожасай.

1.2 Низкая эффективность системы ППД

Низкий охват пласта по разрезу, а также низкая компенсация отборов привели к снижению пластового давления месторождения Кожасай ниже давления насыщения. Последовал рост газового фактора (ГФ), в среднем 1392 м³/т за 2020 г., что значительно превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Все эти факторы указывают на неэффективность действующей системы ППД и низкую эффективность действующей системы разработки.

Основным фактором, влияющим на достижение и превышение утвержденного КИН, является организация эффективного вытеснения трудноизвлекаемых запасов нефти из пластов с низкими ФЕС. Реализованная система ППД не осуществляет необходимых объемов компенсации для

поддержания пластового давления.

Система ППД путем закачки воды осуществляется с 2007 г. На Рис. 2 представлена динамика технологических показателей разработки. Наблюдается положительная динамика роста забойного давления в 2007 г. в связи с организацией ППД путем закачки воды. На 01.01.2021 г. текущая компенсация отборов жидкости составляет 54%, накопленная компенсация – 34%. Максимальная приемистость в 2008 г. достигала 267,6 м³/сут, тогда как средняя суточная закачка за 2020 г. составила 80 м³/сут, снизившись более чем в 3 раза.

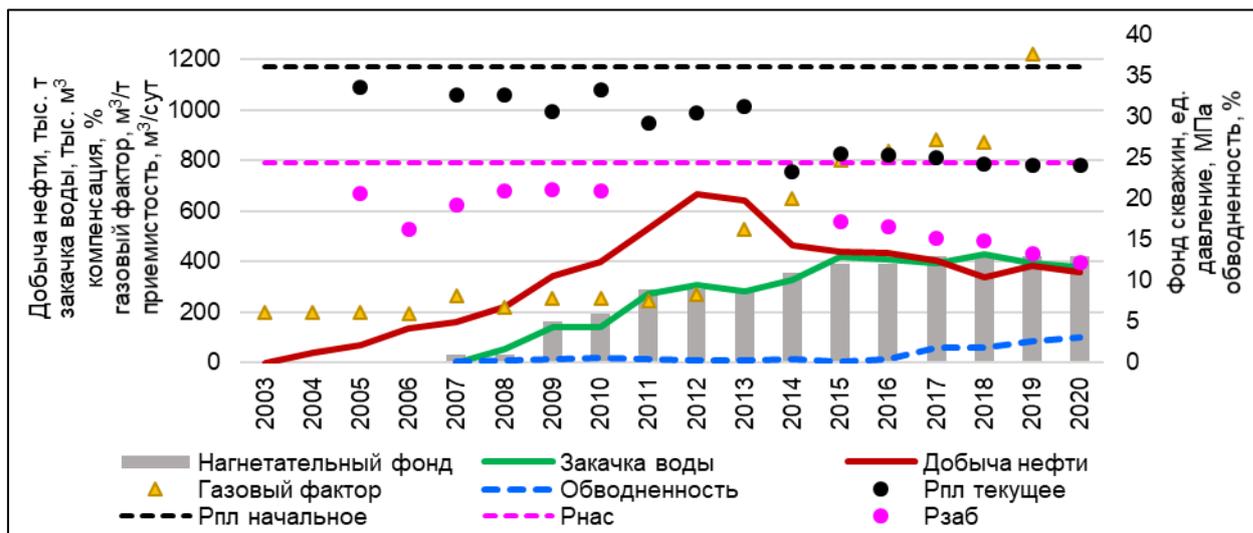


Рис. 2 Основные технологические показатели разработки месторождения Кожасай

Проведенные ИКГ в 2016–2017 гг. показали гидродинамическую связь между нагнетательными скважинами К-001 и К-122 и окружающими добывающими скважинами. В разрезе продуктивной толщи КТ-II выделены 2 пачки: КТ-II-I и КТ-II-II. В районе исследуемого участка нагнетательной скважины К-001 пачка КТ-II-II в свою очередь делится на 2 части – верхнюю и нижнюю. Большая часть закачиваемой воды на данный момент уходит в верхнюю часть пачки КТ-II-II (Рис. 3). Скважина К-122 также характеризуется неоднородным профилем приемистости, согласно которому большая часть вскрытой мощности в нижней части разреза не принимает, вследствие чего поддержка добывающих скважин неполная. Соответственно, не происходит эффективный охват заводнением и вытеснением по разрезу.

На Рис. 4 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** представлен исследуемый участок в районе скважины К-001 с линиями тока по направлению находящихся рядом добывающих скважин. Наибольший охват заводнением и вытеснением по разрезу наблюдается по скважине К-021. В районе нагнетательной скважины К-122 максимально работает 60% вскрытой эффективной толщины в добывающей скважине К-046. В **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведен сравнительный анализ полученных данных по проницаемости и динамической мощности по результатам ИКГ и РИГИС.

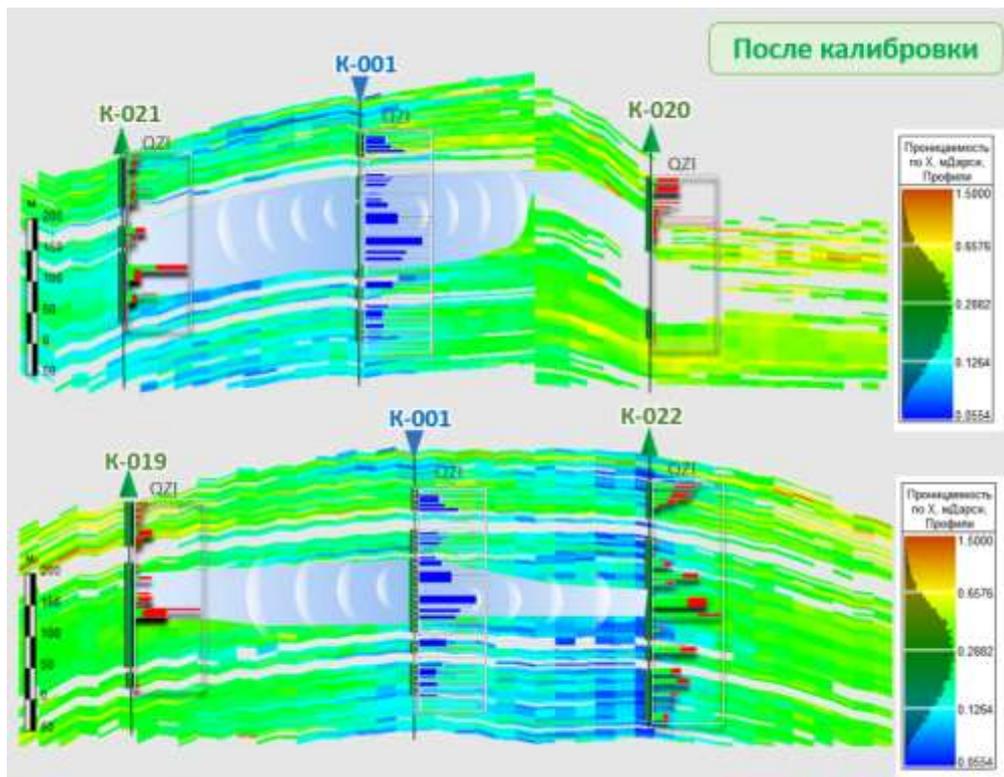


Рис. 3. Анализ профилей приемистости и притока по результатам ИКГ скважины

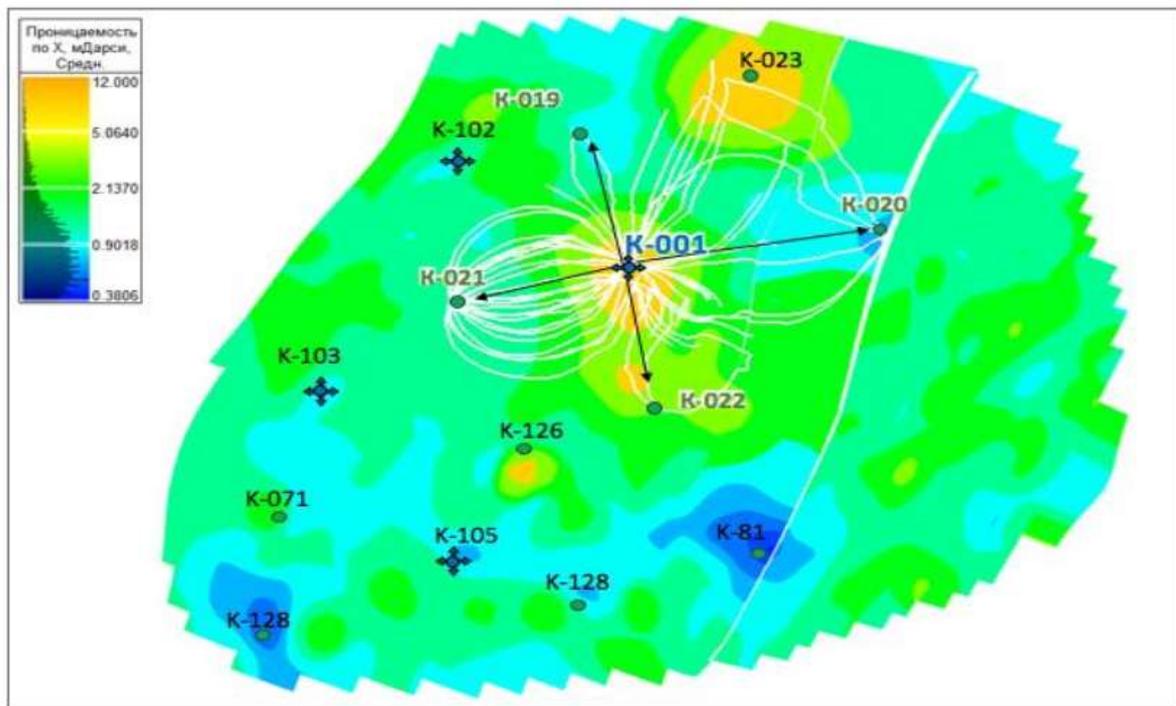


Рис. 4. Эффективность ППД на основе линий тока и карты проницаемости по перекалиброванной гидродинамической модели в районе скважины К-001

Как было выше сказано, по результатам ряда промысловых исследований выявлены основные гидравлические трещины бесконечной проводимости, осложненные системами микротрещин. При повышении

давления в гидравлической трещине и микротрещинах выше критического давления с общей упругостью происходит раскрытие гидравлической трещины и возникает псевдо-радиальный режим притока в скважину.

1.3 Одновременно-раздельная закачка

На месторождении Кожасай единым эксплуатационным объектом разрабатывается карбонатная толща КТ-II, включающая пачки КТ-II-I и КТ-II-II. Перемычка, разобщающая гидродинамически пачки, хорошо выдержана по площади. В среднем общий этаж коллектора составляет 140 м, из которых почти 80% мощности коллектора приходится на вторую пачку КТ-II-II. Согласно исследованиям по ИКГ выявлено, что пачку КТ-II-II в свою очередь можно поделить на верхнюю и нижнюю части из-за прослеживающегося гидродинамического разобщения. простирания высокопроницаемых каналов по площади и относительно небольшого охвата трещинами по вертикали.

На 01.01.2021 г. в нагнетательном фонде находятся 13 скважин, осуществляющих традиционную закачку в пласты КТ-II на месторождении Кожасай. Осуществляемая традиционная система ППД в условиях месторождения Кожасай, сложенного низкопоровым трещиноватым карбонатами, является неэффективной. Наблюдается значительное снижение давления в зонах отборах, компенсация отборов за счет реализуемой закачки является недостаточной. В результате происходит разгазирование пластовой нефти и образование вторичной газовой шапки, прорывы газа и обводнение пропластков по высокопроницаемым каналам. При этом остаются неохваченными дренированием и вытеснением запасы нефти в низкопроницаемом матричном коллекторе.

Остаточная водонасыщенность по толще КТ-II-I равна 0,27 д. ед., по толще КТ-II-II в среднем составляет 0,389 д. ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,35 и 0,161 д. ед. Используя значение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности вычислен коэффициент вытеснения равной для пачки КТ-II-I – 0,521 д. ед., для пачки КТ-II-II – 0,737 д. ед. Разница в величинах Ков, Кон и Квыт по толщам, вероятно из-за разных условий процесса подготовки образцов к экспериментам и разным содержанием Ков, которое удалось создать при подготовке к экспериментам (Рис. 5).

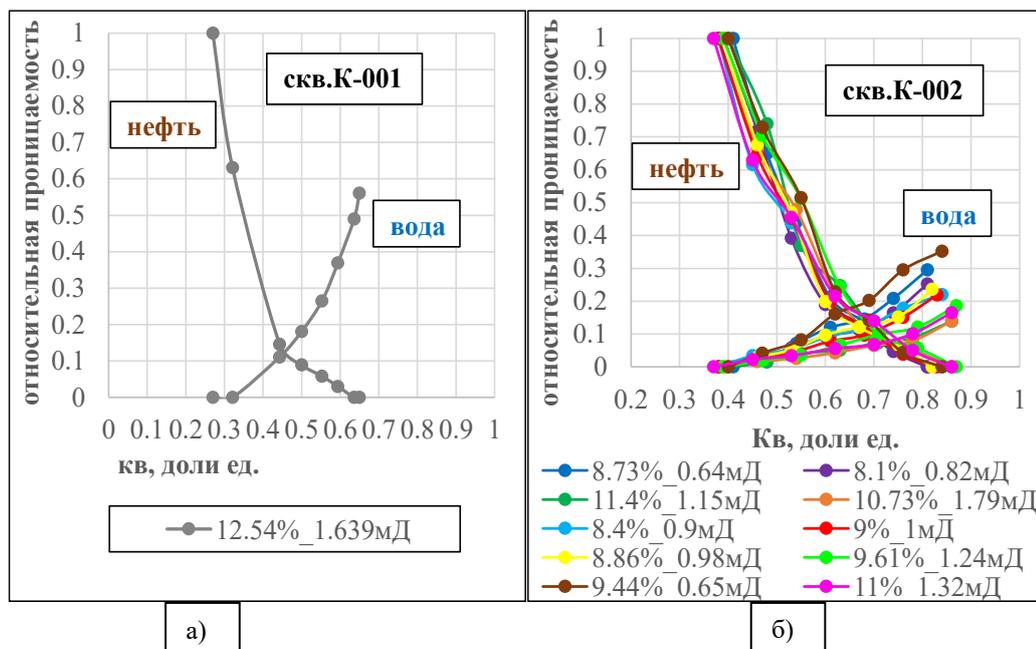


Рис. 5. Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода: а) толщина КТ-II-I; б) толщина КТ-II-II

В рамках оптимизации существующей СППД рассматривается технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ). Проведен анализ профилей притока и приемистости скважин, показателей добычи/закачки скважин с корреляцией продуктивных пластов.

Одновременная эксплуатация всех пластов, вскрытых одной скважиной, снижает эффективность их разработки, особенно тех, по которым не организована отдельная система заводнения. Для создания такой системы необходимо бурение дополнительных нагнетательных скважин с созданием самостоятельной сетки. Для решения этой задачи в нагнетательных скважинах может применяться технология ОРЗ, которая обеспечивает вовлечение в разработку ниже- и вышележащие продуктивные горизонты без разбуривания их новыми нагнетательными скважинами, используя ствол существующей скважины и закачки воды одновременно в разные пласты для поддержания пластового давления.

Несколько пластов могут иметь разную проницаемость, и закачка воды в данные пласты не позволяет обеспечивать необходимые забойные давления и расход воды на равных условиях, что неминуемо приведет к обводнению пластов, обладающих более высокой проницаемостью. Данный факт приводит к неравномерному воздействию на пласты, выработка каждого из них будет сильно отличаться друг от друга, а трудноизвлекаемые запасы так и останутся неохваченными (Рис. 6).

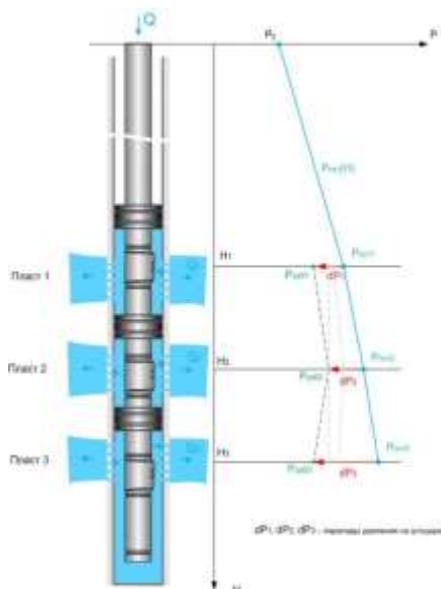


Рис. 6. Регулирование забойного давления путём подбора

Данная технология позволяет:

- уменьшить капитальные затраты на бурение нагнетательных скважин;
- сократить эксплуатационные затраты примерно на 30%;
- снизить срок освоения месторождений, которые являются многопластовыми до 30-35%;
- увеличить срок эксплуатации месторождений с высокой обводненностью в результате увеличения их рентабельного срока;
- увеличить КИН;
- увеличить эффективность применения скважин и оборудования;
- снизить допустимость возникновения нарушения эксплуатационной колонны.

При использовании технологии ОРЗ осуществляется контроль закачки воды в каждый пласт и наилучшим образом регулируется, непосредственно, сам процесс разработки путем воздействия на необходимый горизонт изменением режима горизонта, что в результате позволяет увеличить КИН.

2. Водогазовое воздействие

В настоящее время водогазовое воздействие (ВГВ) является объектом всеобщего интереса, так как его целью, как и ранее описанные методы, является повышение КИН. Данный метод соединяет в себе две таких технологий как заводнение и закачка углеводородного газа. Как показывают результаты различных исследований, внедрение ВГВ увеличивает КИН в среднем на 15% больше, нежели технология традиционного заводнения. Плюс ко всему, интерес к ВГВ навеян тем, что при данной технологии запасы нефти, сосредоточенные в коллекторах с низкой проницаемостью, вовлекаются в разработку. При традиционном заводнении такие запасы извлекаются не более 30%, по причине того, что при использовании воды коэффициент вытеснения небольшой. Технология ВГВ предполагает закачку в пласт в разных комбинациях смешивания воды и газа.

В ВГВ возможно применять углеводородный и неуглеводородный газ. ВГВ часто считают газовым методом увеличения КИН. Ниже, на Рис. 7 представлена классификация газовых методов.



Рис. 7. Классификация газовых методов

ВГВ воздействует на продуктивный пласт путем закачки водогазовой смеси для поддержания и восстановления пластового давления. При этом, я уже было ранее озвучено, смесь закачивается в различных модификациях и сочетаниях.

В зависимости от взаимодействия газа с вытесненной нефтью различают следующие типы: газовое подавление, режим взаимной ограниченной и неограниченной растворимости.

При газоподавлении отсутствует массообмен между жидкой и газовой фазами, где вытеснение нефти будет происходить исключительно под действием газодинамических сил.

При режиме ограниченной растворимости происходит постоянный обмен компонентов между жидкой фазой и газовой фазой по мере движения нефти в резервуаре. Помимо действия газодинамических сил, происходит частичное перемещение компонентов из газовой фазы в нефтяную фазу и в обратном порядке. При этом фазовые границы и межфазное натяжение не меняются.

При режиме неограниченной взаимной растворимости или режима смешиваемости не возникают межфазные границы и межфазное натяжение между нефтью и газом. Существуют следующие типы режимов неограниченной взаимной растворимости - это одноконтактные режимы и многоконтактные режимы.

В зависимости от используемого газообразного агента ВГВ подразделяется на следующие виды: влияние углеводородным газом; углекислый газ; азотом, влияние дымовыми газами и нагнетание воздуха. Также имеет место закачка «сухого» газа и использование «обогащенного» газа, содержащего большое количество углеводородных растворителей (бутан, пропан, и др.).

По способу закачки в продуктивные пласты технология ВГВ подразделяется на следующие виды: последовательная закачка; попеременная закачка и совместная закачка.

Достоинства технологии:

- увеличивает КИН за счет повышенного коэффициента вытеснения газа и повышенного коэффициента охвата воды;
- ограничивает скорость прорыва воды в добывающих скважинах
- возможно использование технологии:
- возможно использование технологии:
 - при действующей системе ППД;
 - как по отдельным скважинам, так и по месторождению в целом;
- целесообразное решение вопроса по использованию попутного газа на месторождении.

Недостатки технологии:

- необходимость присутствия источника газа в требуемых объемах;
- обязательность применения газа высокого давления;
- более сложная конструкция скважины из-за повышенных требований к герметичности обсадных и эксплуатационных колонн;
- относительно высокие разовые вложения для создания системы газоснабжения в необходимых объемах.

Основная техническая сложность при реализации ВГВ - это подбор компрессорного оборудования и установка настроек для его стабильной и бесперебойной работы.

Однако имеется неопределенность условий применимости тех или иных методов. Данная неопределенность является недостаточная осведомленность о процессах, происходящих в нефтенасыщенном пласте при таком типе воздействия.

Классификация ВГВ:

- 1) Попеременная закачка воды и газа:
 - насосная технология для реализации ВГВ;
 - безнасосная технология для реализации ВГВ.
- 2) Комбинированная закачка воды и газа:
 - бустерная технология для реализации ВГВ;
 - эжекторные технологии для реализации ВГВ;
 - компрессорно-эжекторные технологии для реализации ВГВ;
 - насосно-компрессорные технологии для реализации ВГВ.

Характер вытеснения нефти при закачке газа в гидрофильной породе показан на Рис. 8

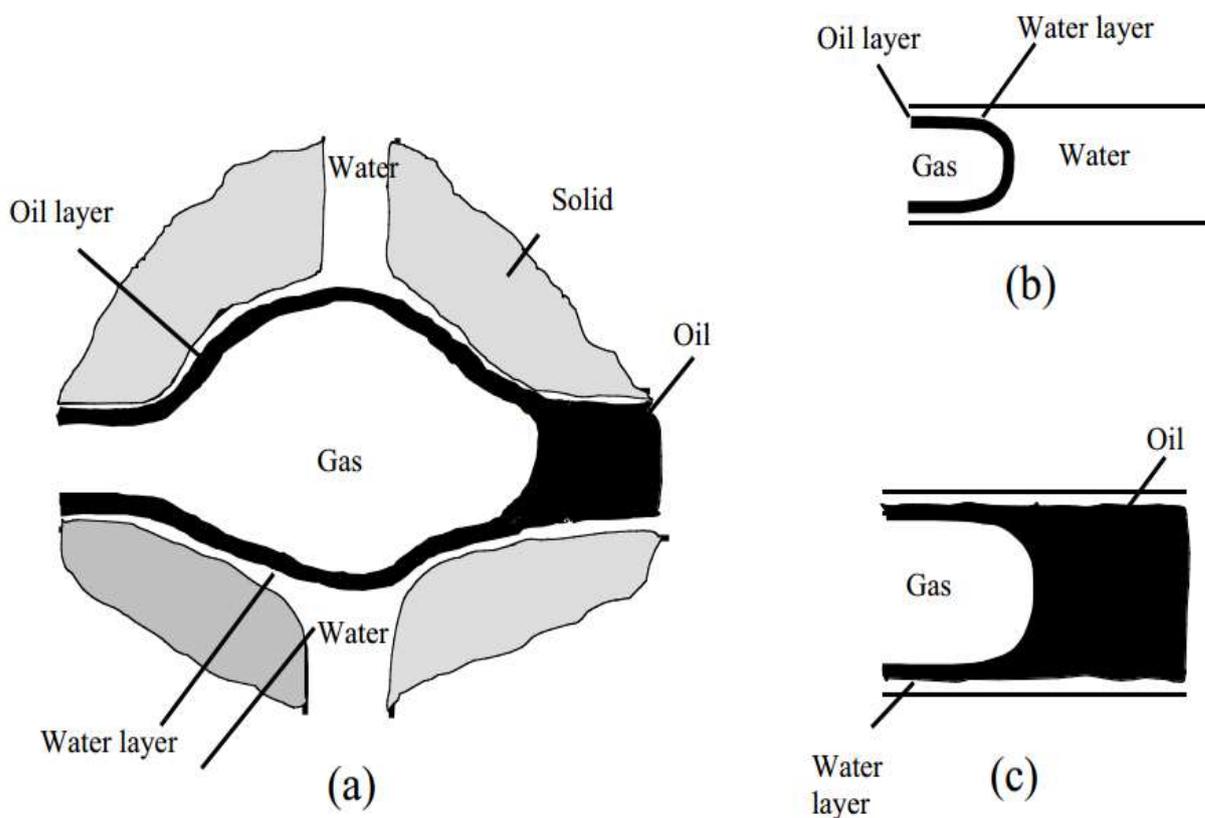


Рис. 8. Характер вытеснения при закачке газа

В 2017 г. были проведены лабораторные и аналитические работы по оценке возможности внедрения системы ВГВ на месторождении Кожасай. Были определены и проанализированы:

- опыт применения ВГВ на месторождениях аналогах;
- применимость ВГВ в лабораторных условиях на керне;
- уточнение параметров ВГВ в лабораторных условиях на керне (содержание CН_4 и доли воды при закачке) и секторной модели (параметров закачки, длительность циклов, количество нагнетательных скважин и т.д.);
- экономическая оценка.

Опытным путем определено давление нагнетания газа на уровне 35 МПа, исходя из предполагаемой суточной закачки и технологического оборудования с учетом экономических расчетов. Лабораторные исследования показали, что коэффициент вытеснения нефти газом с содержанием CН_4 на уровне 85% выше на 12%, чем при содержании в газе 95% метана. Далее проводились эксперименты при разных относительных позициях закачки газа (в нижнюю и верхнюю части кернового образца), при обводненности 40 и 10%. Также проведен ряд экспериментов по определению минимального давления смешиваемости закачиваемого газа в нефти в керновом образце. Определено, что при содержании C_{2+} на уровне 35% в закачиваемом газе достигается процесс смешивания с нефтью при текущем пластовом давлении 23 МПа (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**).

Полученные экспериментальные данные применены при моделировании прогнозных вариантов разработки с проведением необходимых адаптаций по добыче, закачке, флюидальной системе, энергетическому состоянию. Рассмотрены различные варианты разработки месторождения с различными сетками скважин:

- чередующееся вытеснение газом и водой;
- непрерывное вытеснение газом;
- вытеснение водой;
- режим истощения.

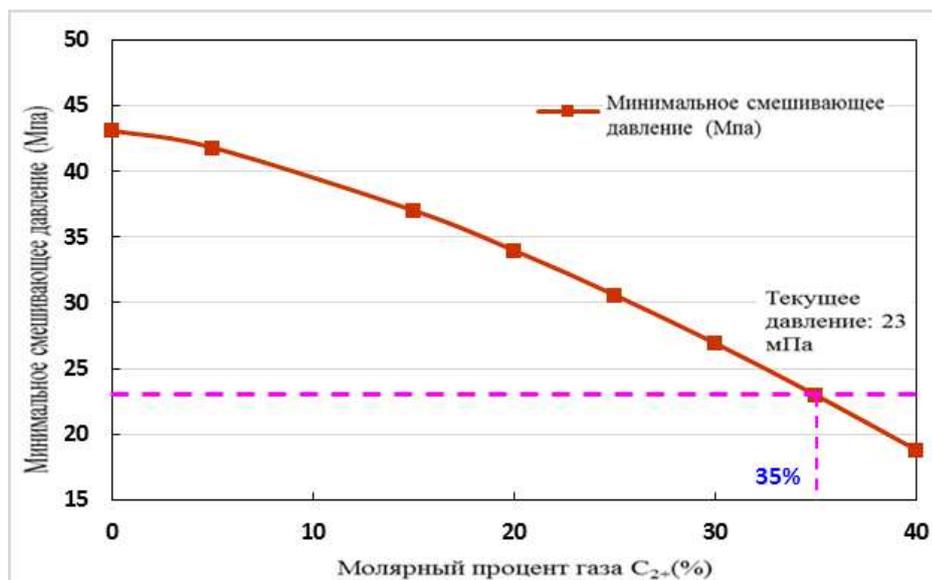


Рис. 9. Зависимость компонентов закачиваемого газа от минимального давления смешивания

По результатам различных вариантов ВГВ с учетом сравнения накопленного объема закачки и накопленной добычи получено, что при варианте, предполагающем чередующуюся закачку газа при 35 МПа, закачку воды – при 20 МПа, имеется наилучший эффект прироста добычи нефти и наименьшая добыча газа. При сравнении технических показателей данный вариант является оптимальным по сравнению с заводнением.

3. Обратная закачка газа

Обратная закачка газа (ОЗГ) - это закачка природного газа в подземный пласт, обычно уже содержащий природный газ и сырую нефть, с целью повышения давления в пласте и, таким образом, стимулирования притока сырой нефти или секвестрации газа, который не может быть экспортирован. ОЗГ не следует путать с газлифтом, при котором газ закачивается в кольцевое пространство скважины, а не в пласт. После того как сырая нефть выкачана, природный газ снова извлекается. Поскольку многие скважины по всему миру содержат тяжелую нефть, этот процесс увеличивает их добычу.

Низкие проницаемости и структура порового пространства не позволяют применять воду как эффективный агент вытеснения. Обратная закачка газа является хорошим методом увеличения коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемой матрицы карбонатного коллектора. Газ обладает большей возможностью проникновения в низкопроницаемые карбонатные породы в сравнении с водой и как следствие может быть более эффективным агентом вытеснения в условиях малых размеров порового пространства (межзерновых пустот выщелачивания) карбонатных пород.

Подобное решение реализовано на основных крупных карбонатных месторождениях Казахстана (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак).

Основное различие между легкой и тяжелой нефтью заключается в ее вязкости и прокачиваемости: чем легче нефть, тем легче ее качать. Извлечение углеводородов в скважине обычно ограничивается 50% (тяжелая нефть) и 75-80% (легкая нефть). Рециркуляция природного газа или других инертных газов приводит к повышению давления в скважине, в результате чего больше молекул газа растворяется в нефти, снижая ее вязкость и тем самым увеличивая дебит скважины. Воздух не подходит для восстановления давления в скважинах, поскольку он приводит к порче нефти, поэтому для восстановления давления в скважине используется двуокись углерода или природный газ. Термин "закачка газа" также иногда называют репрессией - этот термин используется только для того, чтобы подразумевать, что давление внутри скважины повышается для содействия извлечению нефти.

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак находится в Западно-Казахстанской области, недалеко от города Аксай.

Месторождение открыто в 1979 г. Промышленная разработка началась в середине 80-х гг. Карачаганакское поднятие представляет собой рифовое сооружение, достигающее 1,7 км в высоту. Коллектор состоит из массивных залежей нефти и газового конденсата. Газоконденсатная часть может достигать в высоту 1420 м, толщина нефтяного пласта 200 м, площадь месторождения 29 × 16 км. Начальные запасы газа составляют 1,35 трлн кубометров; нефти и газового конденсата - 1,2 млрд тонн.

Продуктивные отложения представляют собой пласты от верхнего девона до нижней перми, сложенные в основном известняками и доломитами.

На УКПГ-2 месторождения Карачаганак впервые применена инновационная система обратной закачки газа высокого давления. Система

обеспечивает очистку и обратную закачку сырого газа под давлением до 550 бар и перекачку добытой нефти на перерабатывающий завод.

Нефть, газ и вода под давлением извлекаются из резервуаров на поверхность для дальнейшей переработки и продажи. Газовый фактор в резервуаре — это движущая сила, позволяющая извлечь жидкие углеводородные флюиды. При достижении газа до поверхности и отделении его от жидкости, его давление идет на понижение. Для возврата газа обратно в пласт, необходимо повысить его давление до уровня выше, чем давление в пласте. Закачка газа - это, по сути, ряд технологических процессов, которые повышают давление газа и позволяют вернуть его в пласт.

Применение технологии закачки газа на Карачаганаке дает ряд существенных преимуществ. Во-первых, учитывая желание КПО к охране окружающей среды, обратная закачка газа делает возможным возвращать его в пласт, а не сжигать его в факелах или перерабатывать на месте. Это также способствует рациональному управлению пластом, возвращая газ в пласт, поддерживая давление и эффективно продлевая срок службы месторождения. Обратная закачка газа в пласт позволяет обеспечивать рациональную добычу нефти и конденсата в период всего срока эксплуатации месторождения, что означает, что предприятие может добывать больше углеводородов для западных рынков с высокой стоимостью.

УКПГ-2 является частью сложной, интегрированной, взаимосвязанной и взаимозависимой группы объектов, сохраняющий процесс добычи на месторождении Карачаганак. УКПГ-2 связана несколькими скважинами, от которых происходит транспортировка углеводородного сырья в нефтеконденсатоуловитель, где происходит разделение трех фаз. Газовая фаза идет на канал сушки для дальнейшего осушения перед компрессией. Система компрессии состоит из трех компрессоров повторной закачки, которые в совокупности способны принимать 22 миллиона стандартных кубических метров в сутки сырого газа, возвращая его в пласт через нагнетательные скважины.

4. Нестационарное заводнение

В данном разделе рассмотрим метод нестационарного заводнения на примере месторождения Алибекмола.

Алибекмола - нефтегазоконденсатное карбонатное месторождение, находящийся в Актюбинской области, которое было открыто в 1986 году. Нефтегазоносность связана с породами нижнего карбона. Начальные запасы нефти - 30 млн тонн. Плотность нефти 0,835 г / см³, парафинистая, сернистая.

Основное принцип нестационарного заводнения заключается в том, что остановка работы первой группы нагнетательных скважин и вовлечение в работу второй группы приводит к изменению градиентов давления по направлению и по времени. Стоит отметить, что изменения происходят на определенном участке и увеличивают коэффициент охвата пласта заводнением за счет вовлечения невовлеченных в разработку запасов. Использование циклического заводнения построено на наличии гидродинамической связи между пластами различной проницаемости. Добыча нефти из низкопроницаемого пласта, переток нефти во втором полуцикле из низкопроницаемого пласта в высокопроницаемый коэффициент охвата пласта на самом деле не увеличивает. Но способствует вовлечению в разработку низкопроницаемые разности эффективной толщины проперфорированного интервала. Как результат, коэффициент охвата по толщине увеличивается.

На карбонатном месторождении Алибекмола трещиноватость коллектора вносит большую неоднородность в ФЕС по разрезу и простиранию. Наблюдается значительно меньшая проницаемость породы в сравнении с проницаемостью окружающих трещин. Средняя проницаемость породы коллектора по результатам исследований керна составила 6 мД. Наличие открытой трещиноватости и подобного распространения трещин позволяет классифицировать некоторые части коллектора месторождения Алибекмола как трещиновато-поровые коллектора (ТПК). Трещины делят пласт на отдельные блоки пород (матричные блоки), где содержатся все основные запасы углеводородов (средняя пористость – 10%). Фильтрация в таком типе коллектора происходит в основном по трещинам (Рис. 10).

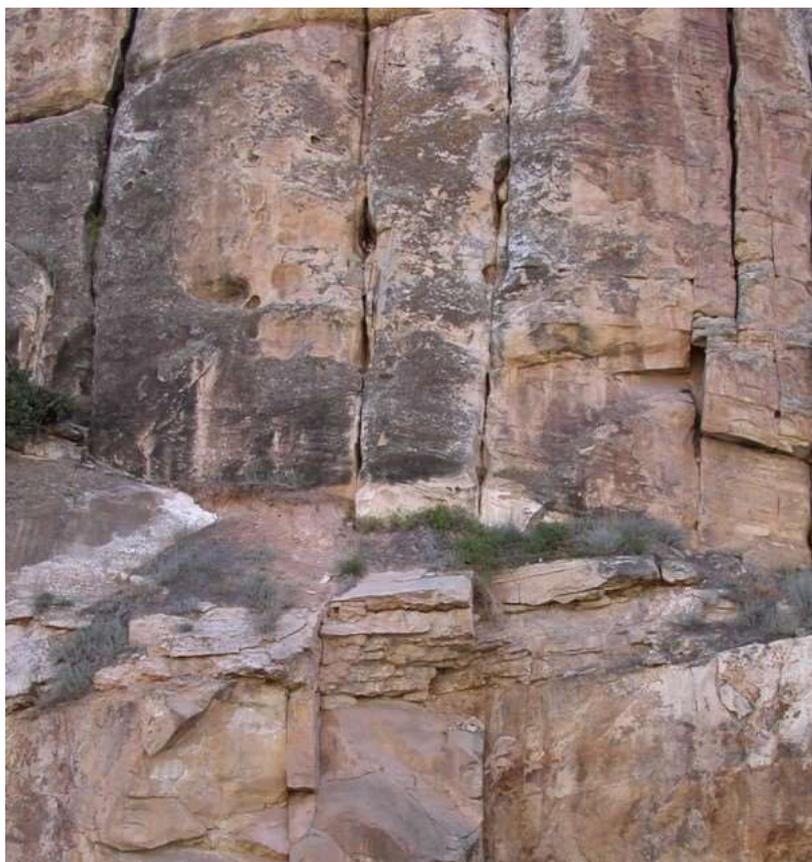


Рис. 10. Обнажение трещиновато-порового коллектора, пример выделения матричных блоков и трещин как основных путей фильтрации

Трещины характеризуются высокой проводимостью и значительным влиянием на обводненность скважинной продукции части фонда скважин. Это приводит к прорыву нагнетаемой воды по системе трещин, снижению эффективности вытеснения нефти и неравномерному снижению пластового давления ниже давления насыщения в связи с быстрой выработкой активных запасов трещинной нефти: как следствие, наблюдается рост ГФ.

Сложное структурное строение месторождения Алибекмола, осложненное взбросами и разломами, является результатом тектонических напряжений, приведших к образованию и значительному распространению трещин в коллекторе. Наличие трещин подтверждается исследованиями кернового материала, внутрискважинными электрическими микроимджерами, трассерными исследованиями, историей добычи (интерференцией) ряда скважин.

Принимая во внимание сложное строение коллектора трещиновато-порового типа, низкую эффективность реализованной системы поддержания пластового давления (СППД), прорывы воды по системам трещин и сложный характер обводнения (неоднотипный) добывающих скважин, а также положительный мировой опыт реализации нестационарного заводнения (НЗ) на месторождениях, представленных трещиноватыми коллекторами, было принято решение применить данный метод повышения нефтеотдачи пластов в условиях карбонатного месторождения Алибекмола.

Геологическое строение структуры Алибекмола требует более детального изучения фильтрационно-емкостных свойств, исследования трещиноватости, проведения ряда лабораторных исследований, принятия эффективных решений на данном этапе разработки, направленных на увеличение охвата вытеснением рабочими агентами, уменьшение влияния «промытых» каналов в системе «закачка – добыча».

Результаты исследования на предмет вертикальной связанности пропластков, направления распространения проницаемости по анизотропии позволят решить создание достоверной геолого-гидродинамической модели сложнопостроенных коллекторов в условиях Алибекмола. Также анализ направленной проницаемости позволит смоделировать дизайн не только бурения горизонтальных скважин и боковых стволов, но и основательно подойти к вопросам организации СППД, проведения стимуляций скважин, заложения новых скважин, тем самым увеличить коэффициент охвата по площади. В плане геологии это позволит понять процессы осадконакопления, развития естественной трещиноватости.

Для проведения контроля за разработкой необходимо осуществление ряда качественных и количественных промысловых исследований. А именно возникает необходимость в качественном проведении промысловых геологических (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИС) на механизированном фонде месторождения Алибекмола. Необходимо оборудовать механизированный фонд месторождения Алибекмола специальным оборудованием, дающим доступ к забою скважин для качественного мониторинга профилей притока и проведения ГДИС с использованием глубинных манометров. Это позволит своевременно проводить мониторинг динамики пластового давления и характер притока из интервалов перфорации связанных с трещинами.

Резюмируя вышеприведённое, при разработке карбонатного месторождения Алибекмола имеются основные сложности:

- быстрое снижение пластового давления из-за быстрой выработки запасов трещиноватой нефти, как следствие прорывы газа по трещинам в зонах газовой шапки, рост ГФ;
- значительно меньшая проницаемость матричных блоков в сравнении проницаемостью окружающих трещин;
- определенная степень гидрофобности (смешанная смачиваемость) пород матричных блоков, противодействие капиллярных сил вытеснению нефти водой;
- низкая эффективность СППД, вода очень быстро обводняет добывающие скважины по трещинам, и при этом значительно снижает движение нефти в матрице;
- резкое снижение дебитов нефти и $K_{прод}$, из-за быстрого падения давления в пласте трещины закрываются, что приводит к снижению проницаемости трещин;
- неравномерная по разрезу выработка запасов.

Основным фактором, влияющим на достижение и превышение утвержденного КИН месторождения Алибекмола, является эффективная разработка ТПК. Широкое распространение трещин увеличивает коэффициент охвата пласта вскрытыми скважинами, однако является причиной преждевременных прорывов воды из нагнетательных скважин. В условиях трещиноватого коллектора применимо 2 основных подхода/варианта организации разработки:

1. организация вытеснения пластового флюида по пласту путем изоляции высоко-проводимых трещин (потокоотклоняющие технологии);
2. разработка на естественном режиме истощения или циклического/нестационарного заводнения трещин.

Анализ текущего состояния разработки месторождения Алибекмола показывает ежегодное падение темпов отбора нефти. Снижение добычи, в том числе вызвано периодическим приостановлением работы скважин в связи с техническим ограничением по добыче газа (высокому ГФ). Вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения наблюдается рост ГФ, что указывает на значительное снижение энергетического состояния залежи в зонах отбора по причине низкой эффективности, реализованной СППД (Рис. 11).

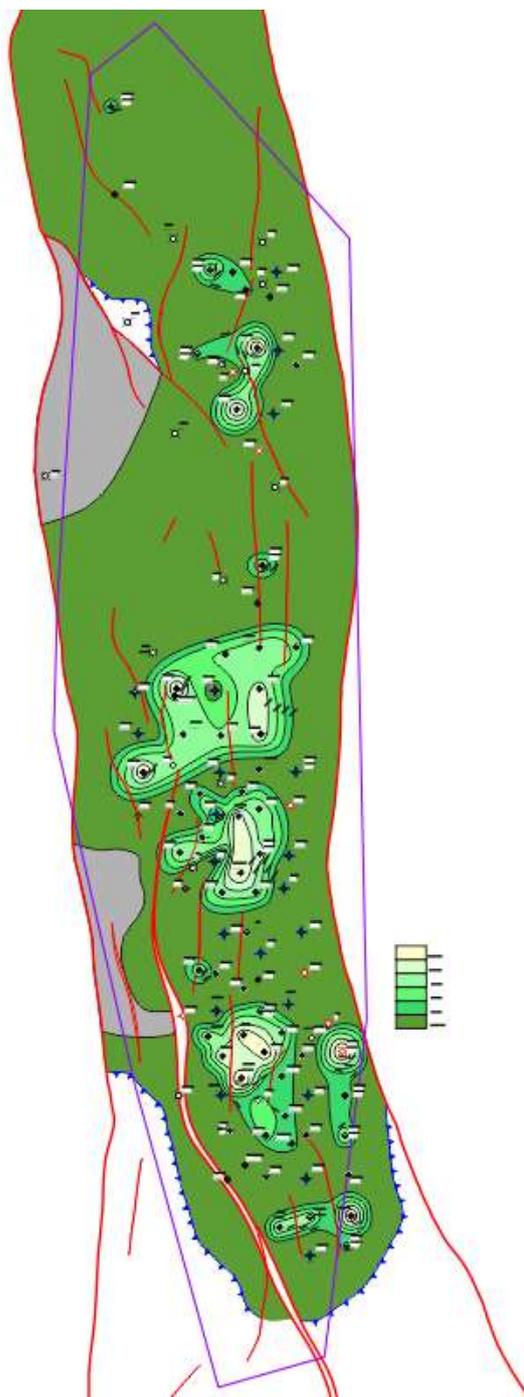


Рис. 11. Карта изобар месторождения Алибекмола по состоянию на 01.01.2020 г.

Вода по системе трещин поступает в добывающие скважины, не осуществляя эффективного вытеснения и поддержания пластового давления. Рост обводненности скважинной продукции достиг 67% в 2019 г. и продолжает увеличиваться при текущем КИН – 10%. Вовлекаемые в разработку запасы значительно меньше утвержденных извлекаемых, что связано со сложным геологическим строением месторождения и карбонатным типом коллектора, снижением пластового давления и слабым влиянием СППД, не учитывающей специфическое трещиноватое строение резервуара месторождения Алибекмола.

Все эти факторы указывают на низкую эффективность действующей

СППД, которая не учитывает специфическое трещиноватое строение резервуара месторождения Алибекмола. Таким образом, принимая во внимание показатели добычи и состояние гидродинамики в зоне отбора, необходимо признать, что реализованная система СППД требует усовершенствования именно для условий месторождения Алибекмола. Площадное расположение обращенной пятиточечной системы разработки при закачке агента под постоянным устьевым давлением реализовано по аналогии с терригенными коллекторами.

В целях улучшения работы СППД необходимо внесение корректировок в процесс водоподготовки, т.к. одним из факторов, оказывающих существенное влияние на эффективность функционирования СППД и приемистость нагнетательных скважин, является качество закачиваемой воды.

Физико-химический состав закачиваемой воды влияет на степень вытеснения нефти, изменения капиллярной пропитки в трещинно-поровом коллекторе.

Технология НЗ и циклическая закачка учитывает специфику условий разработки трещинно-порового коллектора и позволяет задействовать в системе заводнения и вытеснения «неработающие» каналы трещин и матричных блоков, тем самым увеличивая охват залежи заводнением.

Рассмотрим часть ТПК представленную двумя матричными блоками и трещиной разделяющей и формирующей эти блоки как указано на Рис. 12. Закачка в нагнетательные скважины на месторождении Алибекмола организована таким образом, что вода, поступающая в призабойную зону пласта под давлением, осуществляет процесс раскрытия (под охватом закачкой) действующих трещин либо формирование новых трещин по принципу авто-ГРП. Как следствие, прорывы воды из нагнетательных скважин к добывающим скважинам по трещинам, оставляют неохваченными вытеснением большую часть матричных блоков. Закачиваемая вода в трещине под давлением, превышающим пластовое давление матричных блоков в зонах трещин близких к забою нагнетательных скважин, противодействует вытеснению нефти из матрицы в трещину (основной путь миграции нефти к добывающей скважине, проницаемость трещины может достигать нескольких десятков, сотен или даже тысяч Дарси, поскольку является по сути пустотностью). Подобная стабильная закачка под давлением выше пластового оставляет изолированной значительную часть матричных запасов нефти, практически на всем простирании трещины, поскольку давление в нем распространяется не по логарифмическому типу радиального течения (обратная воронка репрессии), а по линейному типу пустотной трещины. В результате на поверхности матричного блока образуется зона проникновения закачиваемой воды параметры которой зависят от удаленности от нагнетательной скважины. Данная зона проникновения однако не может служить альтернативой классической системе заводнения и полноценно

заменить организацию вытеснения по пласту, по причине низкой пьезопроводности пласта.

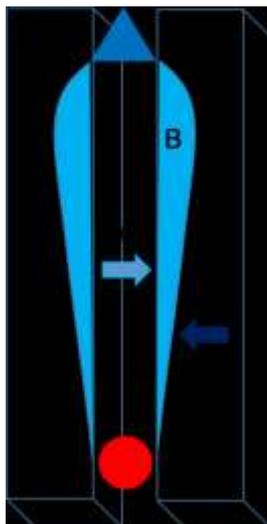


Рис. 12. Элемент ТПК с добывающей и нагнетательной скважиной, фронт проникновения воды вдоль трещины (В), давление в трещине ($P_{тр}$), давление в матричном блоке (P_m)

Для вовлечения в разработку изолированных матричных блоков необходимо рассмотреть альтернативные методы организации заводнения. Одним из подобных методов является НЗ. Суть метода заключается в периодической остановке нагнетательных скважин с целью снижения давления в трещине, по достижении которой происходит приток жидкости из матрицы в трещину. Следующий за этапом остановки нагнетательной скважины пуск нагнетательной скважины приводит к вытеснению жидкости из трещины в добывающую скважину. Добывающая скважина работает без перерывов и обеспечивает периодическое «осушение» трещины. Начальные этапы реализации данного метода могут не выделяться изменением режима и характера притока в добывающую скважину. Однако по мере повторения данной операции происходит все большее вовлечение матричных запасов нефти, так называемая «раскачка матрицы», как следствие наблюдается снижение обводненности или ее волнообразный характер. Длительность проявления первых признаков вовлечения матрицы зависит от связи трещин и матричных блоков, а также объема воды в матрице, не опустившейся в нижние части блока под влиянием гравитационных сил и стоящих на пути нефти к трещине.

4.1 Теоретическая основа НЗ

Принципиальное решение о подходе в разработке ТПК месторождения Алибекмола повлияет на все дальнейшие аспекты потенциальных вариантов разработки. Если в процессе исследований будет решено, что наибольшим эффектом, влияющим на рентабельность скважины, будет вскрытие системы трещин, то необходимо выработать эффективный метод разработки месторождения Алибекмола в условиях трещин, которые позволяют максимально увеличивать коэффициент охвата и вскрытия пласта. Например,

при бурении вертикальных, наклонно-направленных или горизонтальных скважин можно будет направлено искать зоны повышенной трещиноватости и повышенного тектонического напряжения. Необходимо отметить что в результате трассерных исследований достоверно определено, что в условиях месторождения Алибекмола трещины простираются на расстояния до 8 км. Это указывает на очень большие площади вскрытия коллектора системой трещин.

На основании имеющейся картины выявленных проблем в ходе разработки месторождения необходимо понимание и изучение природы и роли (в разработке пласта) трещинно-кавернозно-поровой системы не только вдоль напластования, но и в вертикальном отношении. К таким аспектам относятся:

- выявление снижения пластового и забойного давлений ниже критического давления смыкания трещин (минимального бокового горного давления) с учетом небольших инерционных сопротивлений по притоку флюидов, что затрудняет изучение трещиноватости гидродинамическим способом;

- трещины имеют структурно-иерархическую организацию, представляющую последовательно вложенные друг в друга сетки трещин разного масштаба: ультрамикротрещины, микротрещины, мезотрещины, макротрещины, метатрещины и мегатрещины;

- изменение коэффициентов продуктивности скважин при падении пластового давления ниже бокового горного давления трещинных слоев обусловлено в основном деформацией (сжатием) трещин и незначительным проявлением инерционных сопротивлений.

Как известно, в ходе разработки залежи вследствие проседания пластового давления пустотные пространства в коллекторе уменьшаются. Согласно многочисленным экспериментальным исследованиям при нагнетании рабочего реагента (вода, керосин и т.д.) раскрытость трещин и пустот увеличивается, причем скачкообразно. Это говорит о постепенном подключении крупных пустот, связанных тонкими фильтрующимися каналами, к объему систем, заполненных флюидом.

Выявлено, что при уменьшении объема пустот, т.е. удельного объема пор, за счет проявления капиллярных сил вытеснение нефти водой происходит 2-мя способами: за счет движения воды по водной поверхности (пленочное вытеснение нефти) и менисковое перемещение воды в системах мелких каналов и крупных пор. Данные процессы пропорциональны степени гидрофильности породы. В действительности коллектор имеет очень сильную изменчивость по гидрофильности и неоднородности, что значительно усложняет процесс вытеснения нефти водой.

Экспериментально получено, что увеличение вытеснения нефти водой в поровых коллекторах может происходить за счет перепада избыточного давления в водонасыщенной части или же периодически изменяющегося градиента давления.

На Рис. 13 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведено схематичное изображение матрицы трещиноватого коллектора и процесс вытеснения нефти водой в матрице и трещинах.

Основываясь на результатах экспериментов на карбонатных трещиноватых коллекторах в мировой практике, в условиях месторождения Алибекмола применение НЗ целесообразно и эффективно. Реализуемое площадное заводнение в ходе многолетней разработки трещиноватого месторождения не имеет должного эффекта в виде поддержания пластового давления и вытеснения нефти закачиваемой водой.

Необходимо отметить важность аналитических исследований рассматриваемых работ с целью научно-практического подхода обоснования проведения НЗ и других ОТМ в условиях месторождения Алибекмола.

Учитывая эффект от НЗ, планируется проведение НЗ и циклической закачки в различных модификациях с целью создания фильтрационных потоков между матрицей и трещинами:

- периодическое отключение нагнетательных скважин;
- перевод скважин из нагнетательного в добывающий фонд и обратно на период реализации НЗ;
- перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд и обратно на период реализации НЗ.

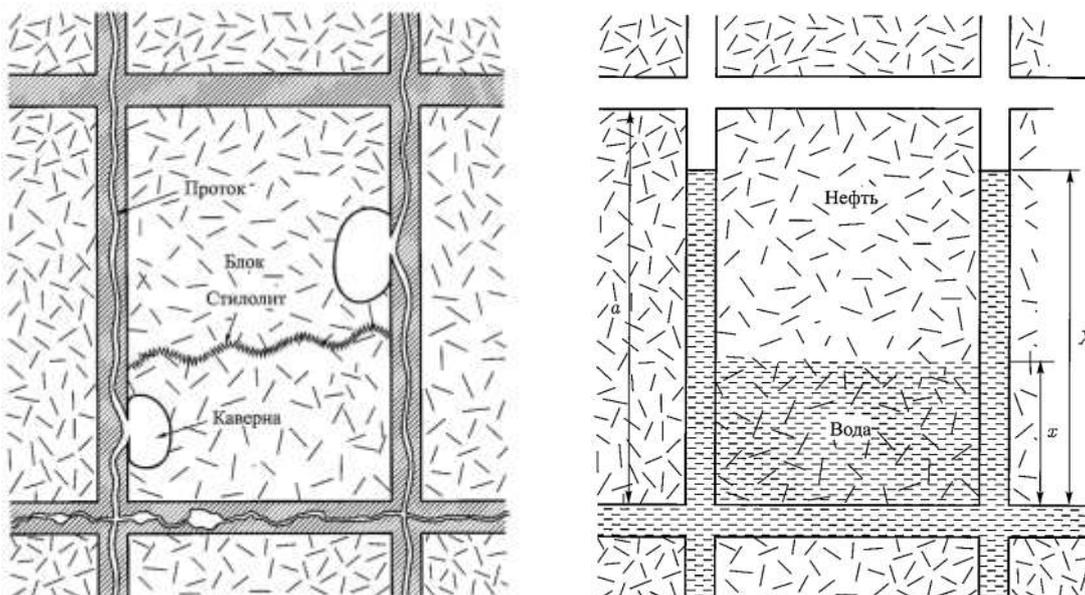


Рис. 13. Схема матрицы трещиноватого коллектора (слева) и схема вытеснения нефти из матрицы (справа) (Луи Райсс)

5. Низкоминерализованное заводнение

Поиск альтернативных, дешевых и экологически чистых методов повышения нефтеотдачи пластов привел к разработке и последующему внедрению технологий низкоминерализованного заводнения (НМЗ). Эти технологии были протестированы в лабораторных условиях и успешно внедрены по всему миру на реальных месторождениях. Однако из-за уникальности каждого пласта и, как правило, высоких CAPEX (капитальных затрат) и OPEX (эксплуатационных затрат) шельфовых проектов существует постоянная необходимость в адаптации технологий под конкретные условия залегания пласта на месторождении. Повышение нефтеотдачи пластов путем заводнения с низкой минерализацией воды привлекло большое внимание в последние два десятилетия. Эффект НМЗ был продемонстрирован в ходе экспериментов по заводнению керна в нескольких образцах керна из песчаных и карбонатных коллекторов по всему миру. Этот эффект также был продемонстрирован в полевых условиях в ходе некоторых пилотных испытаний.

Хотя точные механизмы, вызывающие увеличение нефтеотдачи за счет НМЗ, до конца не изучены, но большинство придерживаются мнения, что изменения смачиваемости и межфазного натяжения являются причиной того, что вода с низким содержанием солей работает лучше, чем с высоким содержанием.

Tang и Morrow (1997) в ходе эксперимента по заводнению керна песчаника обнаружили, что нефтеотдача увеличивается при снижении солености закачиваемой воды. Также Юсеф и др. (2011) сообщили о снижении примерно на 16% остаточной нефтенасыщенности (S_{or}) карбонатных кернов при увеличении разбавления закачиваемой воды в двадцать раз. В обоих экспериментах сообщается, что изменение смачиваемости от смачивания нефтью до смачивания водой является эффектом, который вызывает увеличение извлечения нефти с помощью НМЗ. Помимо эффекта изменения смачиваемости, который был продемонстрирован в вышеупомянутых экспериментах, существуют и другие эффекты, которые обсуждаются в литературе и вызывают увеличение нефтеотдачи при использовании НМЗ. Понимание точного механизма, вызывающего прирост нефти от НМЗ не так важно, когда речь идет о моделировании. При моделировании необходимо лишь изменить некоторые свойства, управляющие потоком в пласте, чтобы представить физическое явление, которое произошло в реальности. Изменение смачиваемости и другие эффекты, которые вызывают увеличение нефтеотдачи за счет НМЗ, могут быть представлены в моделях пласта путем изменения только одного параметра: относительной проницаемости. При изменении смачиваемости пласта от смачивания нефтью до смачивания водой поток нефти становится легче, а поток воды - труднее. Это представлено на кривых относительной проницаемости смещением относительной проницаемости нефти (k_{ro}) вверх и смещением относительной проницаемости воды (k_{rw}) вниз, как показано Рис. 14. В литературе не существует

аналитического метода, который мог бы предсказать это изменение. Лучший способ определить это изменение - измерение относительной проницаемости на конкретном месторождении с помощью экспериментов по заводнению ядра с использованием низкоминерализованного и высокоминерализованного заводнения (НМЗ и ВМЗ)

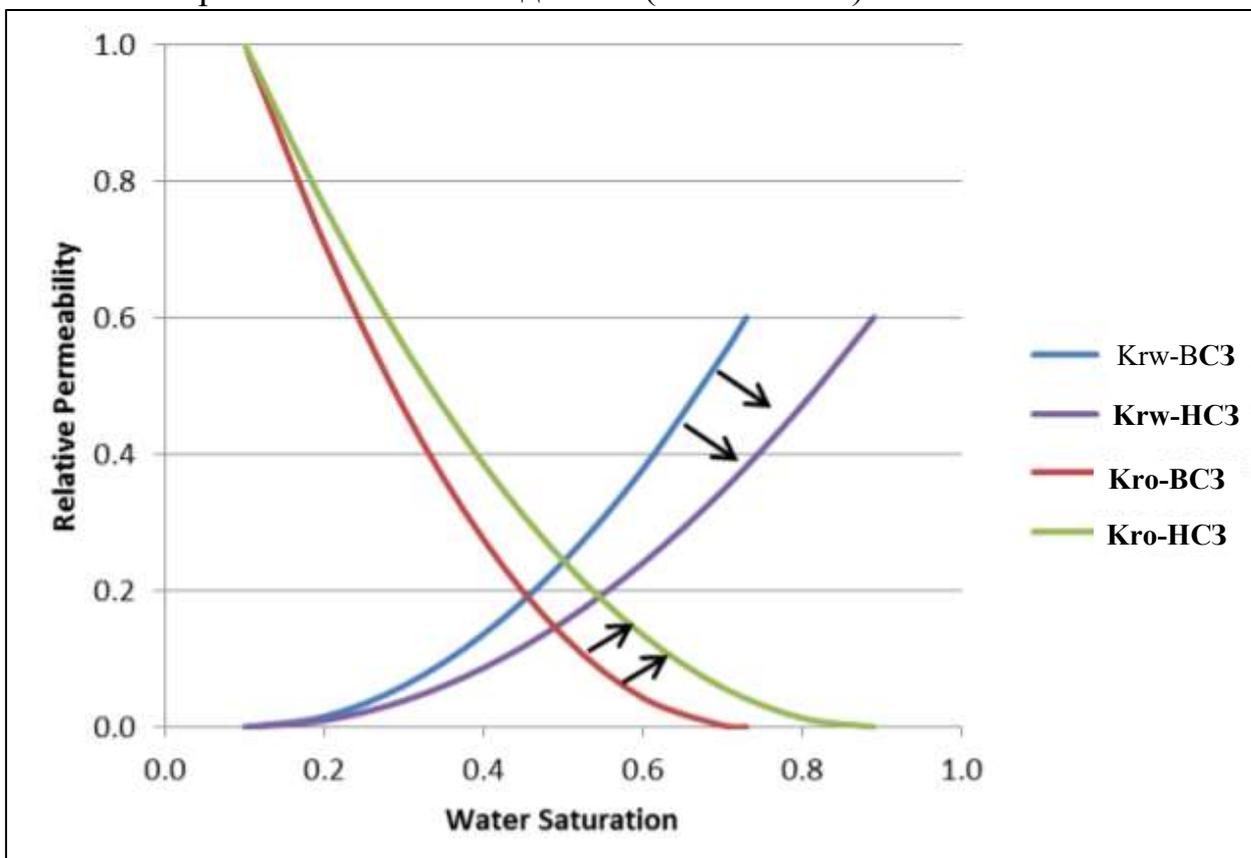


Рис. 14. Ожидаемый сдвиг кривых относительной проницаемости от случая ВМЗ к случаю НМЗ

Существует три основных эффекта, которые были предложены для объяснения причин притока нефти из НМЗ: изменение смачиваемости, изменение проницаемости и снижение межфазного натяжения.

Изменение смачиваемости, которое является наиболее признанным эффектом в литературе, вызывает прирост нефти от НМЗ путем смещения смачиваемости пород-коллекторов от влажной нефти к влажной воде. Поскольку смачиваемость пород становится более водной, меньше нефти будет удерживаться на поверхности породы, и она будет легче поступать в добывающие скважины.

Изменение проницаемости приводит к увеличению нефтеотдачи пласта с помощью НМЗ двумя путями. Во-первых, увеличение абсолютной проницаемости в некоторых областях пласта из-за растворения породы или миграции мелких частиц, что создаст более широкие пути для движения всех жидкостей. Во-вторых, блокирование некоторых зон высокой проницаемости мигрирующими мелкими частицами приведет к отводу воды в некоторые незаполненные участки пласта и повышению эффективности прочистки, что в

конечном итоге приведет к увеличению нефтеотдачи.

Уменьшение межфазного натяжения между водой и нефтью облегчит движение нефти в пласте, что будет способствовать увеличению нефтеотдачи.

Существует несколько предложенных механизмов, которые могут вызвать три вышеупомянутых эффекта. Один из этих механизмов может вызвать эффект или несколько, или все они могут взаимодействовать вместе, чтобы обеспечить эффект. Четыре из этих механизмов будут рассмотрены в данной работе: расширение двойного электрического слоя, увеличение pH, многоионный обмен и растворение минералов. Эффект НМЗ был продемонстрирован в ходе экспериментов по заводнению керн и полевых испытаний как для песчаных, так и для карбонатных коллекторов.

5.1 Электрическое двухслойное расширение

Электрический двойной слой (ЭДС) - это описание распределения ионов в водной окрестности породы-коллектора. Два слоя ионов образуются вокруг твердых частиц пласта, таких как частицы глины. Один из них либо отрицательно, либо положительно заряжен, он прочно прикреплен к твердому веществу и называется адсорбированным слоем. Другой содержит положительные и отрицательные ионы в движении и называется диффузным слоем (Рис. 15).

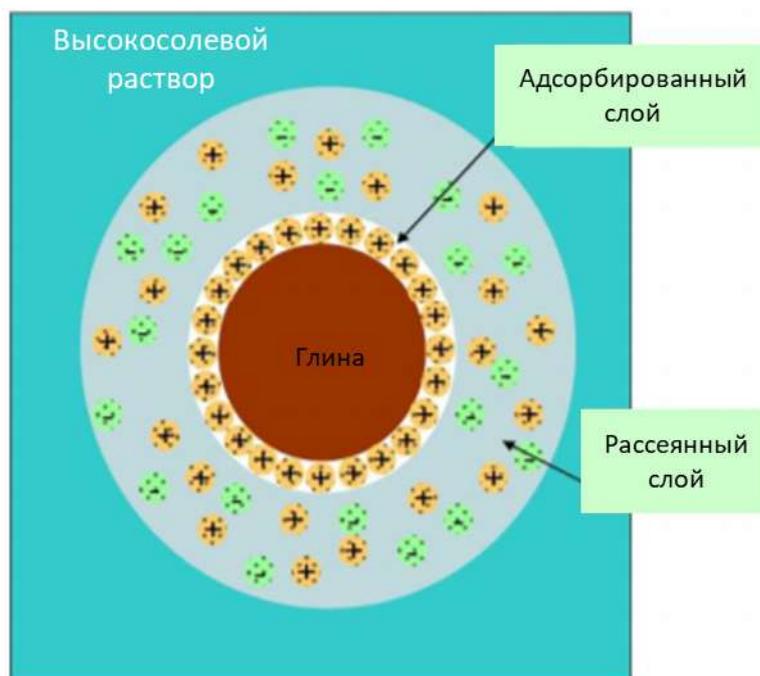


Рис. 15. Эскиз ЭДС, показывающий адсорбированный слой и диффузный слой (Lee et al, 2010).

В нефтяных резервуарах некоторые капли нефти прочно прикреплены к заряженным твердым частицам пласта. Во время низкоминерализованного заводнения ЭДС расширяется из-за снижения солености, что означает

снижение ионной силы (Рис. 16). Это расширение уменьшает адсорбцию некоторых капель нефти на стенке пласта и способствует их отрыву. Это изменяет смачиваемость породы в сторону большей смачиваемости водой и увеличивает нефтеотдачу.

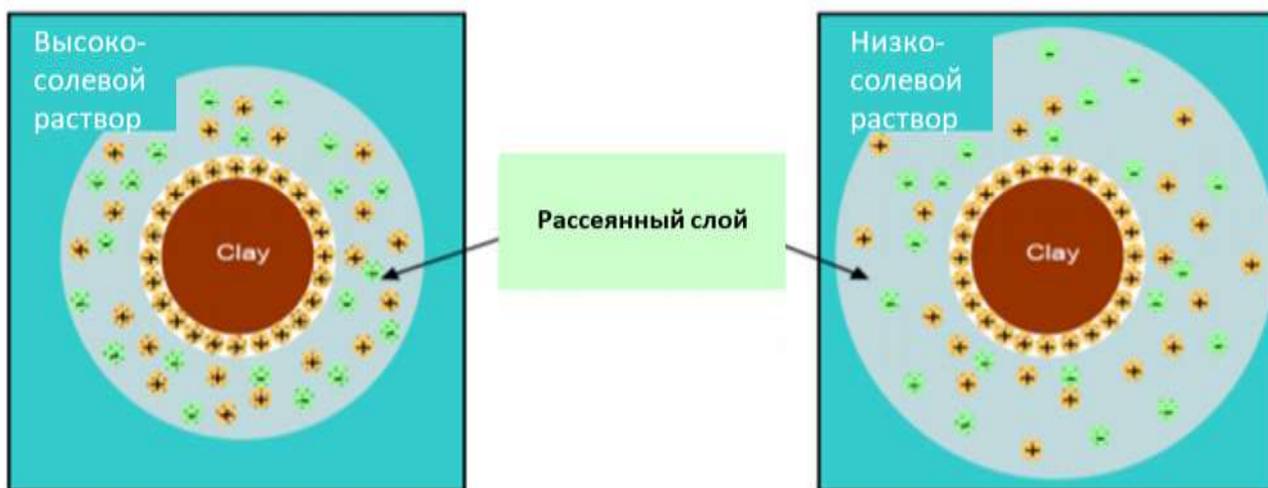


Рис. 16. Влияние изменения солености на ЭДС (Lee et al., 2010).

5.2 Увеличение pH

Tang и Morrow (1999) обнаружили в ходе экспериментов по заводнению керна, что закачка воды с низкой соленостью повышает pH со значения около 7,0 до значения около 9,0. Они заявили, что это повышение обусловлено сочетанием ионного обмена и растворения карбонатов. Увеличение pH приведет к образованию поверхностно-активного вещества в пласте, аналогично тому, что происходит в процессе щелочной закачки. ПАВ помогает уменьшить IFT между нефтью и водой, что увеличит извлечение нефти из пласта (McGuire et al., 2005). Лагер и др. (2008) исключили повышение pH из числа истинных механизмов воздействия НМЗ. Они заявили, что эксперименты по заводнению керна, которые показали увеличение pH из-за НМЗ, не проводились в реальных условиях пласта, поскольку большинство нефтяных пластов содержат CO₂, который действует как буфер pH и препятствует повышению pH.

5.3 Многоионный обмен

Lager et al. (2008) предположили, что основным механизмом, вызывающим прирост нефти при НМЗ, является многокомпонентный ионный обмен между минералами на поверхности породы и закачиваемой водой. Они представили это предположение на основе лабораторного эксперимента с образцом керна одного из месторождений. Образец был обильно промыт солевым раствором, содержащим только хлорид натрия (NaCl), для удаления ионов кальция (Ca²⁺) и магния (Mg²⁺) из образца керна. После этого образец выдержали в сырой нефти, установили начальное водонасыщение и залили солевым раствором высокой солености, содержащим только NaCl, при этом

извлечение составило 48% от начальных запасов нефти. Затем образец залили соевым раствором с низкой минерализацией, содержащим только NaCl, и увеличения нефтеотдачи не наблюдалось. Кроме того, было проведено еще одно заводнение с использованием солевого раствора с низкой минерализацией, содержащего Ca²⁺ и Mg²⁺, и снова не наблюдалось увеличения нефтеотдачи. Результаты этого эксперимента показали, что при исключении мультиионного обмена не наблюдалось никакого прироста нефти при НМЗ. Это был первый отмеченный результат, когда не наблюдалось улучшения извлечения нефти при НМЗ. Это указывает на то, что многокомпонентный ионный обмен может быть механизмом, который вызывает прирост нефти из НМЗ.

5.4 Растворение минералов

Pu et al. (2010) предположили, что растворение ангидрита может быть механизмом воздействия НМЗ. Это предположение было основано на эксперименте по заводнению керна доломитового пласта. Как вода с высокой соленостью, так и вода с низкой соленостью вызывают растворение ангидрита. Однако при использовании низкосолевого заводнения наблюдалось увеличение содержания сульфатов в сточной воде по сравнению с содержанием сульфатов в сточной воде при использовании высокоминерализованного заводнения. Это считается доказательством увеличения растворения ангидрита при использовании НМЗ. Растворение минералов изменяет проницаемость пласта, что может способствовать увеличению нефтеотдачи при использовании НМЗ.

6. ВЫВОДЫ

В диссертационной работе выполнен обзор технологий для ППД на карбонатных месторождениях, выявлены особенности ППД. Рассмотрены такие технологии как:

- одновременно-раздельная закачка;
- водогазовое воздействие;
- обратная закачка газа;
- нестационарное заводнение;
- низкосолевое заводнение.

В ходе обзора и анализа из источников литературы было:

- выявлено, что разработка трещиноватых коллекторов неэффективна классическими методами заводнения пластов;
- определено, что поддержание стабильно высокого давления в трещине постоянной закачкой минимизирует потенциально высокий охват пласта трещиной (скважиной);
- установлено, что существуют значительные остаточные запасы подвижной нефти в матричных блоках ТПК, обойденной закачиваемой водой в результате реализации действующей системы разработки;
- выявлено, что изоляция высокообводненных интервалов пласта в скважинах не увеличивает вытеснения по пласту, а наоборот выводит из процесса разработки интервалы, связанные с трещинами характеризующиеся наибольшим охватом коллектора;
- определено, что необходимо пересмотреть основные подходы к разработке карбонатных месторождений.

А также опытное внедрение НЗ показало обоснованность применения данного метода и его эффективность для отдельных скважин, вскрывших трещины, а именно:

- изменился характер вытеснения;
- снизилась обводненность;
- вовлечены слабо дренируемые запасы;
- снизился ГФ.

В заключении, хочется отметить, что карбонатные месторождения имеют огромный потенциал для увеличения добычи нефти, однако для каждого месторождения необходимо проводить более детальный анализ и оценку применимости той или иной технологии с обязательными лабораторными исследованиями и проведением опытно-полевых испытаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Статья «Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов». Электронный журнал Neftegaz.RU. К.М. Мусин, Р.Р. Сингатуллина, В.М. Хусаинов. 2013 г.
2. Оценка возможности внедрения системы водогазового воздействия (ВГВ) на месторождении Кожасай. Го Лицзян, Юань Ди. Институт разведки и разработки при компании месторождений Чжунюань, декабрь 2017 г
3. Reservoir Engineering Handbook (Third Edition). Tarek Ahmed. Elsevier Inc., 2006 г.
4. Геолого-геофизические и гидродинамические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. А.С. Некрасов, В.И. Костицын. Вестник Пермского Университета, 2010 г.
5. Основы разработки трещиноватых коллекторов. Луи Райсс. Роснефть, 1980 г.
6. Smart Waterflooding in Carbonate Reservoirs, Zahid, Adeel, Publication date: 2012
7. Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil recovery, Arman Darvish Sarvestani, Shahab Ayatollahi, Mehdi Bahari Moghaddam. Published online: 15 April 2019 Cyclic Water Injection Improves Oil Production in Carbonate Reservoir
8. Cyclic Water Injection Improves Oil Production in Carbonate Reservoir, Leonid M. Surguchev ; Nils Harald Giske ; Lars Kollbotn ; Anton Shchipanov, November 2008. Paper Number: SPE-117836-MS.
9. A simulation study of water injection and gas injectivity scenarios in a fractured carbonate reservoir: A comparative study, 1 March 2019
10. Gas injection for enhanced oil recovery in two-dimensional geology-based physical model of Tahe fractured-vuggy carbonate reservoirs: karst fault system, Zhao-Jie Song, Meng Li, Chuang Zhao, Yu-Long Yang & Ji-Rui Hou
11. Модификации технологий малосолевого заводнения и «умного» заводнения, Р.Йебоах, 2018г.
12. An evaluation of low salinity waterflooding in carbonates using simulating and economics, Mohammed Althani, 2014

Метаданные

Название

Особенности применения поддержания пластового давления на карбонатных нефтяных месторождениях

Автор

Тлегенов Бахыт

Научный руководитель

Биржан Жалпасбаев

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв		2
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		5
Парафразы (SmartMarks)	a	18

Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



25
Длина фразы для коэффициента подобия 2



6961
Количество слов



55216
Количество символов