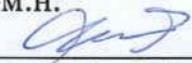


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
кафедра моделирования физических процессов и систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н.


Р. М. Ганопольский
09.06 2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЛАСТИ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

16.04.01 Техническая физика
Магистерская программа «Физика недр»

Выполнил работу
студент 2 курса
очной формы обучения

Михайлин
Иван
Леонидович

Руководитель
к.ф.-м.н., профессор


Шевелев
Александр
Павлович

Рецензент
старший научный
сотрудник ООО «ГазпромВНИИГАЗ»


Кряжев
Всеволод
Александрович

Тюмень
2022

Обозначения, определения, сокращения

КИН — коэффициент извлечения нефти

ОФП — относительная фазовая проницаемость

ВГВ — водагазовое воздействие

НКТ — насосно-компрессорные трубы

ПАВ — поверхностно-активные вещества

ГРП – гидроразрыв пласта

Оглавление

Обозначения, определения, сокращения.....	2
Введение	4
1. МЕСТО ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СРЕДИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	7
1.1. Традиционные методы разработки	7
1.2. Гидроразрыв пласта.....	12
1.3. Полимерное заводнением.....	16
1.4. Пароциклический метод.....	18
1.5. Поверхностно активные вещества.....	19
2. ВИДЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	21
2.2. Последовательная закачка воды и газа	22
2.3. Переменная или чередующаяся закачка воды и газа	23
2.4. Совместная закачка воды и газа.....	24
2.5. Huff and puff.....	25
3. Модели Кори.....	28
4. Модели Стоуна	30
5. Моделирование водагазового воздействия	32
6. Область применения моделей и экспериментов в определение относительных фазовых проницаемостей	37
7. Модель водагазового воздействия	42
8. Сравнение различных методов ВГВ.....	46
9. Область повышенной неопределенности ОФП нефти при моделировании ...	49
10. Область повышенной неопределенности ОФП в гидрофобных средах.....	51
Заключение:	55
Вывод	57

Введение

Поскольку при разработке месторождения с помощью метода заводнения КИН в среднем составляет 25 — 40% [Финаев, с.10-11], то значительная часть запасов остается в пласте. Для того чтобы увеличить нефтеотдачу, необходимо применять дополнительные методы. Перспективным методом для увеличения нефтеотдачи является совместная закачка в пласт воды и газа. В отличие от традиционного заводнения в гидрофобных породах, когда вода занимает только крупные поры, при использовании ВГВ закачиваемый совместно с водой газ занимает мелкие поры, вытесняя из них нефть, что уменьшает количество нефти, остающейся в пласте. Применение данного метода дает увеличение в нефтеотдаче в 10 — 15% по сравнению с заводнением [Финаев, с.10-11]. Подтверждает эффективность применения метода ВГВ опыт разработки более 70 месторождений, расположенных как на суше, так и на море по всему миру, на которых только в единичных случаях не удалось добиться существенного увеличения КИН [Амиров, с.1-2]. Благодаря увеличению области охвата пласта вытеснением ВГВ является наиболее эффективным для пластов с высокой неоднородностью, месторождениях с плохими коллекторскими свойствами и нефтяных залежах с повышенной вязкостью [Амиров, с.1-2]. Также данный метод позволяет решить проблему утилизации попутного газа, которая возникла после вступления в силу в 2012 году постановления правительства Российской Федерации, которое устанавливает требования об утилизации 95% попутного газа, ограничения объемов его сжигания на факелах и повышение платы за его сверхлимитное сжигание [Финаев, с.10-11]. Существует несколько методов закачки воды и газа в пласт – это поочередная закачка воды и газа, когда в пласт в начале продолжительное время закачивается один из агентов, после чего начинает закачиваться другой, совместная закачка воды и газа, при которой вода и газ подаются в пласт одновременно через разные каналы в скважине, и чередующаяся закачка, при которой вода и газа закачиваются в пласт по очереди небольшими объемами [Финаев, с.10-11]. Эти методы закачки уже успешно применялись на территории России. Например на Жуковско-Степановском

месторождении (1971, 1974 гг.) применялась попеременная закачка воды и газа в соотношении «газ/вода» 6/1, где использовался газ из газовой шапки, что привело к увеличению дебитов по нефти более чем на 50% и снижению обводненности продукции [Вафин, с.26]. Также на месторождении Советское (1992, 1993 гг.) применялась закачка водогазовой смеси, в которой использовался ПНГ, что позволило утилизировать ПНГ, а также за 5 месяцев дополнительно добыть 2,6 тыс. т нефти, а также привело к снижению обводненности продукции с 92 до 81% [Вафин, с.26].

Актуальность данной темы заключается в том, что правильный подбор метода вытеснения к соответствующему по строению пласту позволит получить максимальный эффект при применении ВГВ.

Целью данной работы является сравнение эффективности вытеснения нефти водой и газом при различных способах нагнетания и с вытеснением только водой в пластах с различным уровнем неоднородности по проницаемости.

Задачи:

1. Определение областей неопределённости относительных фазовых проницаемостей для гидрофильного и гидрофобного коллекторов с учётом явления смачиваемости.
2. Построение гидродинамических моделей для различных вариантов разработки месторождения методом водогазового воздействия.
3. Разработка рекомендаций по проведению процесса водогазового воздействия на основе анализа полученных результатов моделирования.

Научная новизна данной работы заключается в том, что в ней предлагается способ задания параметров разработки, при которых избегается область неопределенности между значениями ОФП нефти в моделях Стоун 1 и Стоун 2.

Практическая значимость данной работы заключается в том, что она позволяет повысить эффективность разработки месторождения, на которых применяется ВГВ, за счет возможности избегать неопределенности ОФП нефти на этапе проектирования. Неопределенность ОФП возникает между моделями

Стоун 1 и Стоун 2 в определенной области. Границы области неопределенности ОФП нефти определены в данной работе.

1. МЕСТО ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СРЕДИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Жидкость движется из области с более высоким давлением в область с более низким. По такому же принципу происходит вытеснение нефти в пласте. Для добычи нефти необходимо, чтобы давление на забое добывающей скважины было выше, чем в окружающей скважину области пласта.

В начале разработки нефтяного месторождения пластовое давление достаточно высокое, чтобы обеспечить приток достаточного количества нефти к добывающей скважине. В процессе разработки месторождения при добыче нефти пластовое давление снижается, в результате чего приток нефти к скважине становится ниже экономически необходимых значений. Для того чтобы избежать этого, пластовое давление внутри пласта необходимо поддерживать проведением специальных мероприятий (закачка в пласт воды, газа, и т.п.) [Способы разработки...].

Применение различных мероприятий, направленных на поддержание необходимого значения пластового давления вкупе с применением специальных средств для продвижения нефти к добывающей скважине, подразделяют на три основных класса [Способы разработки...]:

- Первичные
- Вторичные
- Третичные

1.1. *Традиционные методы разработки*

Первичные способы подразумевают обеспечение нужного перепада давления у добывающей скважины за счет внутренней энергии, находящейся в пласте [Способы разработки...]. Приток достаточного количества нефти обеспечивается естественными силами.

На поведение различных флюидов внутри пласта влияет большое количество разных факторов. Множество различных факторов, влияющих на продвижение нефти внутри пористого пласта, являющихся как созданными искусственным путем, так и природными, принято называть режимом пласта, а

точнее режимом эксплуатации нефтяной залежи [Способы разработки...].

При добыче нефти обычно различают пять режимов [Способы разработки...]:

- Водонапорный режим (жестко-водонапорный)
- Упругий режим (упруго-водонапорный)
- Газонапорный режим (режим газовой шапки)
- Режим растворенного газа
- Гравитационный режим

В отдельную категорию также обычно принято выделять смешанный режим.

Водонапорный режим — это такой режим, при котором перепад давления между добывающей скважиной и пластом поддерживается на необходимом уровне за счет давления подстилающего водяного слоя. В результате перепада давления между добывающей скважиной и давлением внутри пласта нефть устремляется к скважине, где выкачивается и подстилающий водный слой занимает место выкаченной нефти, тем самым выталкивая ее из пласта. Этот режим часто применяется в однородных пластах, имеющих высокую проницаемость и подстилающий водяной контур, которые залегают вблизи к областям питания водонапорного контура. Нефтеотдача на месторождениях, разрабатываемых таким методом, составляет 65-80% [Способы разработки...].

Упругий режим — это режим, при котором давление внутри пласта поддерживается на уровне, который обеспечивает достаточное количество добываемой нефти на скважине за счет расширения флюидов, находящихся внутри пласта и самой горной породы. Расширившись внутри пласта, порода и флюид частично, очень редко полностью, занимают пространство, из которого была вытеснена нефть. С применением данного режима удается достичь показателей нефтеотдачи с максимальными значениями в 50-70% [Способы разработки...].

Газонапорный режим — это такой режим работы, при котором давление внутри пласта поддерживается за счет внутренней энергии газовой шапки,

которая расширяется, занимая место выкаченной из продуктивного пласта нефти. При этом давление внутри пласта постепенно понижается. Максимально достижимая нефтеотдача при таком режиме работы составляет 40-60% [Способы разработки...].

Режим растворенного газа – это режим, при котором поддержание давления внутри продуктивного пласта происходит за счет того, что после выкачивания из пласта нефти освободившийся поровый объем заполняется выделенным из нефтяной фазы газом. Для реализации подобного режима необходим большой объем отбора нефти из добывающих скважин, при котором давление в пласте понизится ниже уровня насыщения нефти газом. При данном режиме работы удастся достигать нефтеотдачи на максимальном уровне в 10-30% [Способы разработки...].

Гравитационный режим — это такой режим, при котором нефть устремляется к добывающей скважине за счет силы тяжести, действующей на нефть внутри пласта. Для реализации подобного режима необходимо, чтобы пласт не имел возможности работать в каком-либо другом режиме, то есть не имел водоносного горизонта, газовой шапки или растворенного в нефти газа. Гравитационный режим зачастую не применяется в качестве первоначального при разработке месторождения. Он начинает работать на последних стадиях в случае применения режимов растворенного газа, когда весь газ уже выделился из нефтяной фазы или упругого режима, после того как горная порода и флюид теряют большую часть энергии упругости. Данный метод имеет крайне невысокую нефтеотдачу, которая достигает только 10-20% [Способы разработки...].

Также распространены и смешанные режимы, которые обычно встречаются в тех случаях, когда [Способы разработки...]:

- один режим в процессе добычи перетекает в другой. Например, режим растворенного газа после перехода всего газа из нефтяной жидкой фазы в газовую может перейти в гравитационный при отсутствии подстилающего водоносного контура и газовой шапки.

- различные участки пласта разрабатываются при различных режимах.

Опыт разработки большого количества различных месторождений нефти показал, что режимы разработки, в которых используются только естественные способы поддержания пластового давления для обеспечения притока нефти к добывающей скважине, имеют невысокие значения нефтеотдачи, поскольку значительная часть нефти не может быть извлечена в связи с падением давления внутри пласта и отсутствием возможности вытеснить нефть из тех участков пласта, из которых она не вытекает под воздействием одного перепада давления. Для увеличения показателей нефтеотдачи при разработке необходимо применение вторичных и третичных методов воздействия на пласт, позволяющих поддерживать пластовое давление на достаточно высоком уровне и вытеснять нефть из областей, из которых она не вытекает под действием давления.

Вторичными называют способы разработки месторождений, при которых для поддержания пластового давления, которое бы обеспечило приток нефти к добывающей скважине, применяют закачку в пласт воды или газа, который закачивается в газовую шапку. Вторичные способы разработки заключаются в поддержании давления внутри пласта [Способы разработки...].

Вторичный способ разработки имеет два основных метода [Способы разработки...]:

- Первый метод – это метод закачки в пласт воды, которая бы компенсировала выкаченную из пласта нефть и поддерживала давления внутри пласта. Применение этого метода соответствует водонапорному режиму эксплуатации месторождения.
- Второй метод – это метод закачки в пласт газа для поддержания давления внутри пласта и заполнение пространства, которое ранее было занято откаченной из пласта нефтью. Для залежей с наличием газовой шапки закачка газа производится в нее, при этом реализуется газонапорный режим эксплуатации нефтяной залежи.

Наибольшее распространение на сегодняшний день получили именно вторичные методы разработки.

Методы увеличения нефтеотдачи относятся к третичным способам разработки. К третичным методам относятся газовые, тепловые, микробиологические и химические. Это методы, в которых закачиваемые в пласт агенты отличаются от тех, что применяются при использовании вторичных способов с более высоким потенциалом внутренней энергии, способствующей вытеснению нефти в больших количествах [Способы разработки...].

Третичные методы, в отличие от вторичных, для увеличения количества добываемой нефти не только поддерживают градиент давления внутри пласта, который обеспечивает приток нефти к добывающей скважине, но и изменяют свойства самой нефти и других пластовых флюидов таким образом, чтобы количество нефти в потоке, выкачиваемом из пласта, также возрастало [Способы разработки...].

Есть четыре основных пути увеличения нефтеотдачи из продуктивного пласта [Способы разработки...]:

- Понижение количества нефти, которую не удаётся извлечь из порового пространства внутри пласта.
- Добыча нефти из не дренируемых областей пласта – тех областей, из которых нефть не вытеснялась к добывающим скважинам. Наличие таких не дренируемых зон может быть обусловлено как сложным строением самого пласта, так и сеткой добывающих и нагнетательных скважин.
- Избегание промывания каналов нагнетаемым флюидом напрямую от нагнетательной к добывающей скважине. Поскольку при промывании подобного узкого канала нефть, не находящаяся в нем, не вытесняется, а остается в пласте, нагнетаемый флюид проходит по кратчайшему пути от нагнетательной к добывающей скважине, в результате чего на добывающей скважине вместо нефти происходит добыча закачиваемого вещества.
- Так же необходимо избегать возможных областей сниженного давления. В таких областях давление жидкости снижается из-за уменьшения мощности продуктивного пласта.

1.2. *Гидроразрыв пласта*

На традиционных месторождениях, в которых залегают лёгкая нефть, способы разработки меняются по мере истощения запасов. На начальном этапе разработки, на первой стадии обычно применяются первичные способы разработки. По мере дальнейшего освоения месторождения и перехода от первой ко второй и третьей стадиям разработки способы разработки также меняются на вторичные. Для поддержания уровня добычи на поздних третей и четвертой стадиях применяются третичные способы разработки [Способы разработки...].

Технология ГРП применяется для увеличения притока к скважине и состоит в том, чтобы жидкость под высоким давлением разорвала продуктивный пласт и образовала в нем высоко проводимую трещину [Гидравлический...]. После прокачки через образовавшуюся трещину жидкости под высоким давлением для предотвращения закрытия трещины после снижения давления в трещину закачивается смесь жидкости с твердыми частицами, называемыми проппантом. Частицы различных диаметров проникают вглубь трещины и застревают в ней. Упираясь в стенки трещины, застрявший проппант не позволяет ей закрыться после снижения давления жидкости. И поскольку частицы в трещине располагаются неплотно друг к другу, трещина имеет высокую проводимость.

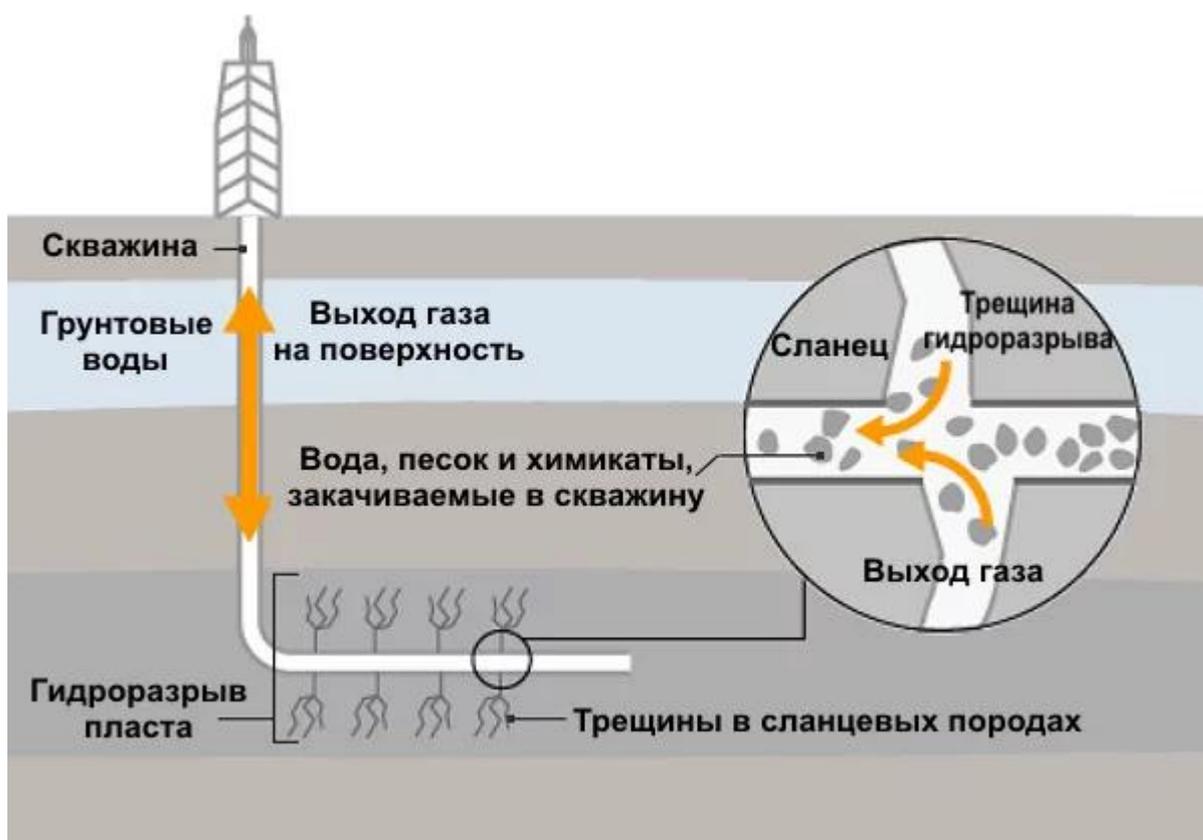


Рисунок 1. Схема ГРП [Гидравлический...]

Преимущества ГРП [Гидравлический...]:

- продуктивная трещина обычно позволяет существенно увеличить дебит скважины или снизить необходимую депрессию.
- позволяет добывать нефть или газ из старых скважин, на которых строение пласта не позволяет рентабельно добывать нефть традиционным заводнением.
- может быть использовано для извлечения газа из угольных месторождений, подземной газификации и тому подобного.
- позволяет добывать нефть из новых, ранее нерентабельных месторождений за счет увеличения притока к добывающим скважинам через высоко проницаемую трещину.
- помогает добывать газ из сланцевых месторождений и уплотненных песчаников.

Если по толщине пласт однородный, то для его разработки обычно достаточно одной трещины ГРП имеющей достаточную длину.

В залежах, имеющих большую толщину, а также многопластовую

структуру, обладающих низким значением проницаемости, зачастую используется метод поинтервального ГРП. Проходя через колонну из труб, рабочая жидкость ГРП нагнетается в продуктивный пласт. В случае, когда давление гидроразрыва превышает то давление, при котором работает эксплуатационная колонна и также давление устьевой запорной арматуры, технологами рекомендуется заменить запорную арматуру на специальную головку и также в нижнем конце НКТ установить соответствующий пакер, кольцевое пространство между колонной и насосно-компрессорными трубами, находящееся выше пакера, следует заполнить жидкостью большой плотности [Гидравлический...].

Для того, чтобы раскрытая по воздействию высокого давления трещина ГРП не схлопнулась после снижения давления, в нее закачиваются специальные мелкие частицы, которые упираются в стенки трещины, не давая им сомкнуться. Эти частицы называют проппантами. Их можно разделить на два основных вида: кварцевый песок и синтетический проппант, имеющий среднюю и высокую прочность. Одним из первых видов проппанта, который применялся при ГРП, был крупнозернистый песок, плотность которого составляла $2,65 \text{ г/см}^3$ [Проппант]. Пески можно использовать для поддержания трещины ГРП в раскрытом состоянии в тех случаях, когда напряжение сжатия между стенками трещины не превышает 40 МПа [Проппант]. Проппанты, изготовленные из искусственных материалов, применяются там, где нельзя применять пески.

1) Проппаты изготовленные из различных типов керамик

Выделяют два основных типа керамического проппанта: агломерированный боксит, также проппант промежуточной прочности. Оба вида имеют примерно одинаковое значение проницаемости, но проппант промежуточной прочности обладает меньшим значением плотности, чем агломерированный боксит и большим, чем песок [Проппант].

Агломерированный боксит — это проппант обладающий высоким значением прочности и имеющий в своём составе $85\% \text{ Al}_2\text{O}_3$ [Проппант]. На оставшиеся 15% приходятся оксиды железа, титана и кремния [Проппант].

Агломерированный боксит обладает плотностью $3,65 \text{ г/см}^2$, превышающей плотность песка $2,65 \text{ г/см}^2$ [Проппант]. Применяется подобный вид проппанта при проведении ГРП в скважинах, имеющих глубину свыше 3500 м [Проппант].

2) Проппаты, изготовленные из керамики промежуточной плотности

Главным отличием проппантов, изготовленных из агломерированного боксита, от проппантов, состоящих из керамики промежуточной плотности, является состав. Проппаты изготовленные из керамики промежуточной плотности, имеют в своем составе меньше оксида алюминия, но большее количество кремния [Проппант]. Удельная плотность этого проппанта равняется $3,15 \text{ г/см}^2$ [Проппант]. Проппаты, изготовленные из агломерированного боксита, и проппаты, состоящие из керамики промежуточной плотности, обладают близкими значениями проницаемости при давлениях ниже 80 МПа [Проппант]. Благодаря равной проницаемости и более низкой цене, проппантами, изготовленными из керамики промежуточной плотности, часто заменяют проппаты, изготовленные из агломерированных бокситов [Проппант].

3) Проппаты, изготовленные из керамики низкой плотности

Подобны вид проппантов изготавливается из различных оксидов. Они обладают особым составом. Проппаты, изготовленные из керамики низкой плотности состоят из оксида алюминия на 49% , оксида кремния на 45% , оксида титана на 2% , также могут содержаться и другие оксиды в малых количествах [Проппант]. Плотность этих проппантов составляет $2,72 \text{ г/см}^2$, что очень близко к плотности песка [Проппант]. Низкая цена и прочность в сочетании с плотностью, близкой к прочности песка, позволили этому виду проппанта получить наибольшее распространение в промышленности [Проппант].

1.3. *Полимерное заводнение*

Технология по выравниванию профиля приёмистости опирается на химические свойства реагентов и физико-химические процессы, способствующее образованию внутри пласта из закаченных реагентов водоотклоняющего экрана. Наибольшее распространение среди технологий полимерного заводнения получила технология с применением системы,

состоящей из полиакриламида с различными сшивателями [Проппант]. Технология полимерного заводнения с применением полиакриламида представляет собой процесс закачки в продуктивный пласт полимеров, растворимых в воде, и особых сшивателей, это растворы проникают вглубь пласта и создают под действием пластовых условий водоотклоняющий экран [Проппант].

Для определения количества полимера, необходимого для успешного проведения полимерного заводнения, было составлено уравнение отношения подвижностей воды и нефти [Полимерное..., с.2-3]:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\left(\frac{\mu_o}{k_o}\right)}{\left(\frac{\mu_w}{k_w}\right)} \quad (1)$$

где λ_w – подвижность воды, λ_o – подвижность нефти, μ_w – вязкость воды, μ_o – вязкость нефти, k_w – эффективная конечная проницаемость воды, k_o – эффективная конечная проницаемость нефти.

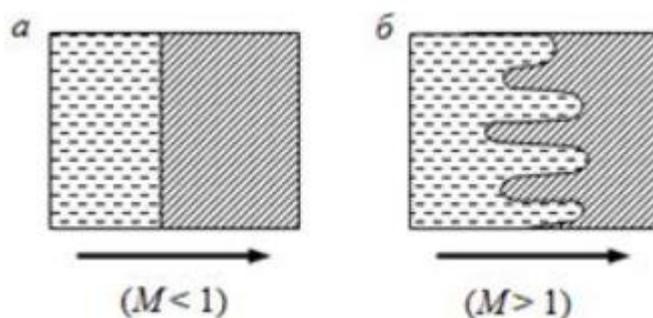


Рисунок 2. Подвижность флюидов в пласте [Подвижность...]

В случае, когда $M=1$, нефть вытесняется из пласта с такой же скоростью, с какой вода, фильтруясь, продвигается вглубь пласта. Если $M<1$, то вода обладает меньшей скоростью фильтрации по сравнению с нефтью, что обеспечивает ровный фронт вытеснения. Когда $M>1$, это означает, что вода в пласте фильтруется быстрее нефти. Это приводит к нестабильности фронта вытеснения и возможности кинжального прорыва воды к добывающей скважине (Рисунок 2).

Поскольку, как уже говорилось ранее, нефть может оставаться не вытесненной только в случае, если она удерживается капиллярными силами,

либо когда она не была охвачена фронтом вытеснения, закачка в пласт полимера позволяет стабилизировать фронт вытеснения и избежать языкового прорыва воды к добывающей скважине с сопутствующим уменьшением области охвата вытеснением и утратой извлекаемой части нефти.

Полимерное заводнение обычно применяют в двух случаях [Полимерное..., с.2-3]:

- первый случай – это когда вода в пластовых условиях более подвижна, чем нефть, это приводит к нестабильности фронта вытеснения. В этом случае для стабилизации фронта необходима постоянная закачка полимера. Стабильный фронт вытеснения имеет большую область охвата.
- второй случай – это когда вода менее подвижна чем нефть и фронт является стабильным, но в пласте имеются неоднородности по проницаемости, которые делают фронт неровным. Для выравнивания фронта вытеснения с извлечением нефти из низкопроницаемых областей пласта целесообразна закачка полимера.

Первый случай описывает неэффективное заводнение, при котором нестабильность фронта вытеснения приводит к кинжальному прорыву воды к добывающей скважине, что обеспечивает длительный период двухфазной фильтрации воды и нефти с увеличением доли воды в добываемой жидкости. Второй случай часто оставляют без внимания [Полимерное..., с.2-3]. Наличие областей с высокой проницаемостью, высокопроницаемых пропластков, высокопроводящих каналов и других неоднородностей может привести к тому, что некоторые области в пласте останутся не охваченными вытеснением и возможному прорыву воды к добывающей скважине даже при стабильном фронте вытеснения.

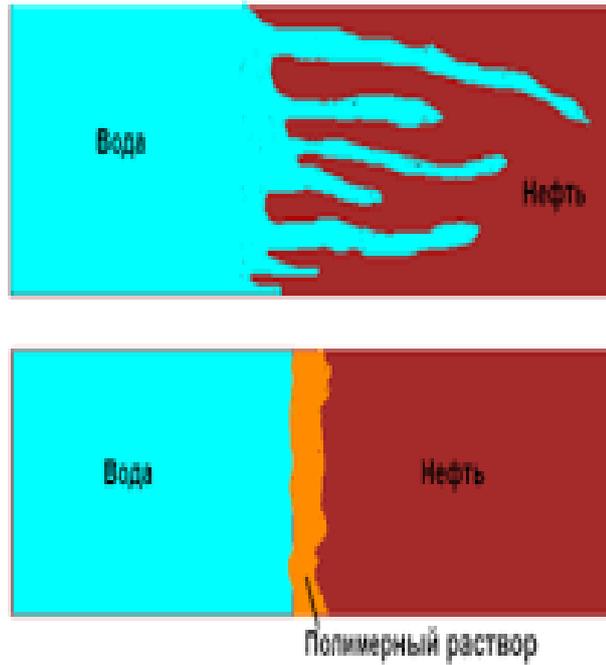


Рисунок 3. Полимерное заводнение

1.4. Пароциклический метод

Метод прочиклического воздействия делится на три основные стадии: закачки пара, конденсации пара и добычи нефти (Рисунок 4) [Steam...].

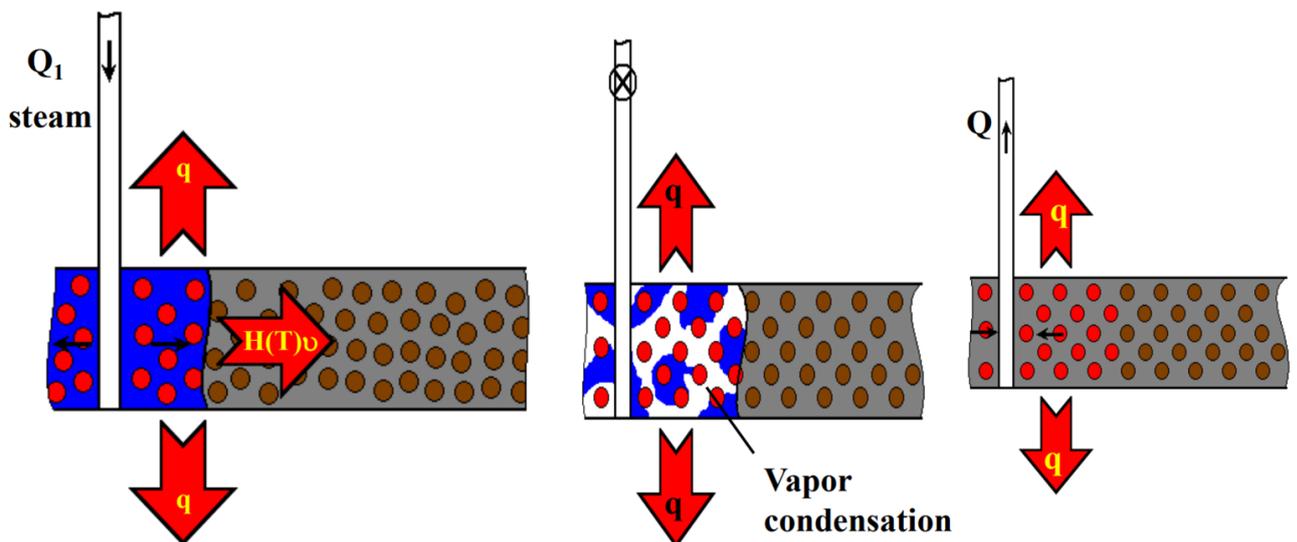


Рисунок 4. Пароциклическое воздействие

20

Для того чтобы извлечь высоковязкую нефть, ее нагревают с помощью закачки пара. Этот метод позволяет извлечь примерно 20% исходной нефти [Steam...]. Это отличается от парогравитационного метода, который, как

сообщается, позволяет извлечь более 50% исходной нефти [Steam...]. Поэтому достаточно часто после применения нескольких циклов добычи проциклическим методом скважины переводят в режим парового заводнения.

Основной принцип заключается в том, что в начале цикла в скважину нагнетается пар, затем на втором этапе пар, нагревая продуктивный пласт с содержащейся в нем нефтью, конденсируется и охлаждается, после чего на последнем этапе цикла происходит добыча нагретой нефти с более низким коэффициентом вязкости (Рисунок 4). При закачке обычно используется пар с температурой от 300°C до 340°C, при этом период закачки пара длится несколько недель или месяцев в зависимости от залежи [Steam...]. После завершения закачки пласт оставляют без воздействия на несколько дней или недель, за этот период тепло из пара должно проникнуть вглубь пласта и нагреть нефть для снижения ее вязкости [Steam...]. После нагревания пласта нефть со сниженной после нагревания вязкостью откачивается из пласта на протяжении нескольких недель или месяцев [Steam...]. После снижения дебита необходимо снова прогреть пласт и цикл начинается с начала. Подобный процесс обычно проводят до тех пор, пока стоимость добываемой таким образом нефти не станет ниже стоимости закачки в продуктивный пласт пара. Преимущество данного метода в том, что он не требует бурения отдельных добывающих скважин, но при этом имеет коэффициент извлечения нефти от 20% до 25% [Steam...]. Главным недостатком в данном случае является то, что стоимость закачки в пласт пара очень высока [Steam...].

1.5. *Поверхностно-активные вещества*

Одним из перспективных методов увеличения нефтеотдачи является ПАВ-полимерное заводнение, этот метод способен продлить период эксплуатации многих истощенных месторождений в Западной Сибири и при этом увеличить объемы извлекаемой нефти, что повышает эффективность использования природных ресурсов. Поскольку нефть и вытесняющая ее из пласта вода имеют различную природу (вода является полярной жидкостью, в то время как нефть не полярной), то вода не может растворить в себе нефть и полностью вымыть ее из

пласта. Для того, чтобы капельки остаточной нефти лучше увлекались водой и вымывались из пласта, применяются специальные молекулы, одна часть которых гидрофильна и хорошо растворяется в воде, а другая гидрофобна – отталкивается от воды и липофильна, то есть растворяется в органических жидкостях жирах, маслах, нефтях [Алексеев, с.2]. Благодаря подобной природе данные вещества способны снижать поверхностное натяжения на границе нефть-вода. При более низком значении поверхностного натяжения вытесняющей воде удастся разорвать крупные капли нефти на более мелкие и увлечь их за собой (Рисунок 5). Подобный принцип наблюдается при использовании моющих средств. Чистая вода не может смыть органические загрязнения, например жирные пятна, поскольку подобные вещества являются гидрофобными. Поэтому для смывания подобных пятен также применяются ПАВ, находящиеся в моющих средствах. Вода с растворенным в ней ПАВ отрывает от органических пятен маленькие кусочки и смывает их.

2. ВИДЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

2.1. *Технология водогазового воздействия*

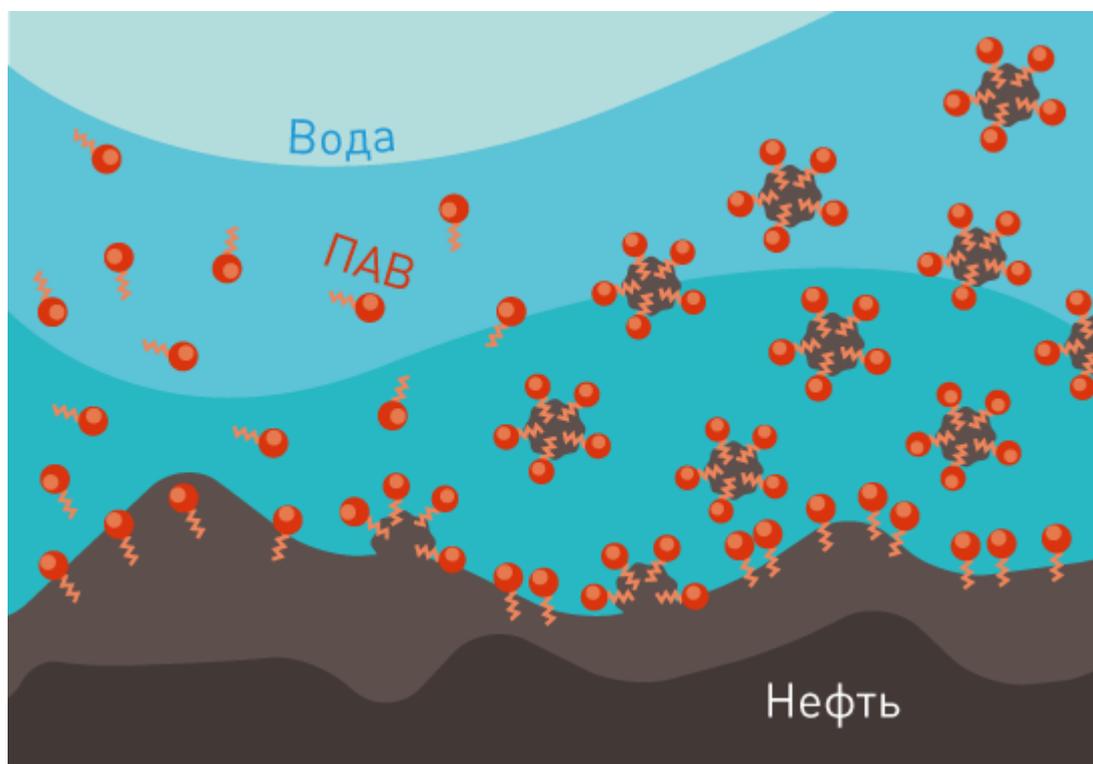


Рисунок 5. Схема действия ПАВ [Алексеев, с.2]

В отличие от вытеснения нефти из пласта только водой, которая вытесняет нефть только из крупных пор в случае гидрофобной породы, закачка воды и газа позволяет вытеснять нефть из мелких пор, которые заполняются газом. Крупные поры также как и в случае с заводнением заполняются водой. Применение в качестве вытесняющих агентов воды и газа позволяет повысить нефтеотдачу за счет довытеснения нефти из мелких пор.

Преимущества применения технологии ВГВ [Амиров, с.1-2]:

- увеличения коэффициента нефтеотдачи за счет сочетания большого коэффициента охвата, обеспечиваемого водой, и высокого показателя коэффициента вытеснения, обеспечиваемого газом;
- понижения вероятности кинжального прорыва одного из вытесняющих агентов к добывающей скважине за счет стабилизации фронта вытеснения;
- технологию можно применять как на отдельных скважинах, так и на

отдельных участках месторождения и на всем пласте в целом;

- позволяет использовать попутный газ, избегая его сжигания.

Недостатки использования технологии ВГВ [Амиров, с.1-2]:

- необходимо иметь достаточно большой объем газа для проведения ВГВ;
- в процессе проведения ВГВ применяется газ при высоком давлении;
- необходимо поддержания герметичности эксплуатационных колон и насосно-компрессорных труб, что приводит к усложнению конструкции;
- большой объем капиталовложений, необходимый для создания системы газоснабжения.

2.2. Последовательная закачка воды и газа

Последовательная закачка представляет собой длительный период закачки через нагнетательную скважину воды или газа. Обычно в качестве первого закачиваемого флюида используется газ, который закачивается до тех пор, пока он не прорвется к добывающей скважине, либо в течение долгого времени (Рисунок 6). Поскольку после прорыва газ начинает проходить по промытому каналу напрямую от добывающей скважины к нагнетательной, то вытеснение нефти газом практически останавливается. Дальнейшее вытеснение нефти из пласта с помощью газа становится малоэффективным. Поэтому после прорыва газа в пласт начинают закачивать воду. Поскольку присутствие воды в пласте на момент начала закачки минимально и ей приходится проходить через пространство, заполненное нефтью и газом, то за счет низкой насыщенности вода имеет низкие значения ОФП, что приводит к снижению подвижности и вынуждает воду вытеснять как нефть, которая осталась не вытеснена из-за прорыва газа к добывающей скважине, так и заполнивший пласт газ, увеличивая уровень добычи. Помимо этого, вода вытесняет нефть из более крупных пор, в то время как газ вытесняет ее из мелких, что приводит и к увеличению добычи нефти из области, в которой уже прошло вытеснение газом.

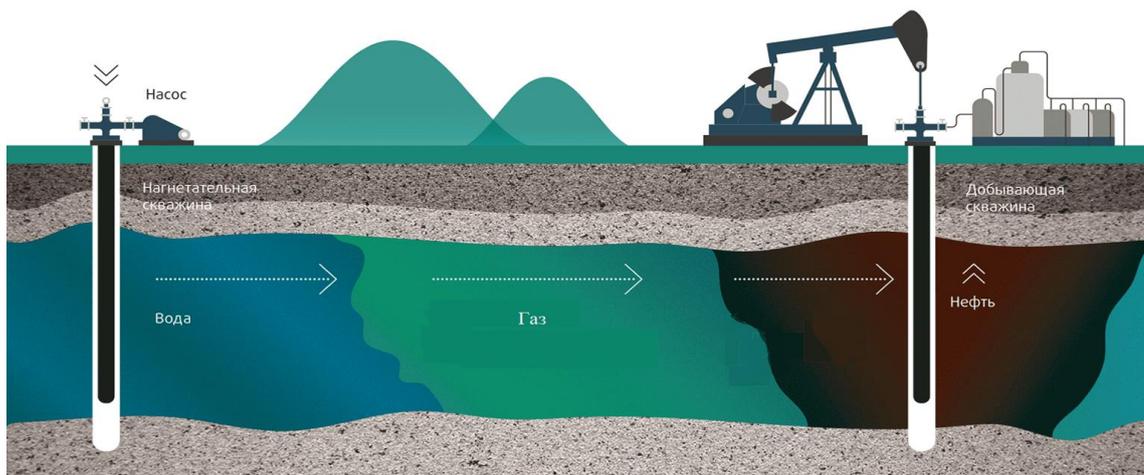


Рисунок 6. Последовательная закачка воды и газа

2.3. *Переменная или чередующаяся закачка воды и газа*

При переменной (попеременной) закачке в пласт воды и газа через нагнетательную скважину в пласт поступает только один из флюидов (вода или газ). Но в отличие от последовательной при чередующейся время закачки ограничивается таким образом, чтобы объем оторочки флюида в пластовых условиях не превышал 10-12% от начального нефтенасыщенного порового объема дренируемой области пласта. После чего начинается закачка другого агента: после воды – газа, после газа – воды с таким же ограничением на время закачки, чтобы объем оторочки в пластовых условиях не превышал 10-12% от начального нефтенасыщенного порового объема. После чего начинается закачка предыдущего флюида с теми же ограничениями. Вода и газ чередуются на протяжении всей закачки таким образом, чтобы объем оторочки в пластовых условиях не превышал 10-12% от начального нефтенасыщенного порового объема. Такие ограничения на объем закачки каждого из агентов необходимы для того, чтобы фронт вытеснения двигался стабильно, вода вытесняла нефть из крупных пор, а газ довытеснял нефть из мелких. Поскольку, когда заканчивается закачка одного агента и начинается закачка другого, пространство вокруг скважины заполнено предыдущим агентом, то ОФП нового флюида в этой области снижается и, как следствие, снижается его подвижность в данной области, что не позволяет ему прорваться к добывающей скважине. В случае если

вода или газ прорвутся к добывающей скважине до того, как до нее дойдет весь фронт вытеснения, то через промытую область вытесняющий агент будет проходить напрямую от нагнетательной скважины к добывающей и оставшуюся в не промытой области пласта нефть будет трудно извлечь. Для ее извлечения может потребоваться, например закачка в промытую область полимеров, которые после сцепления заполняют промытую область и не дадут флюиду проходить к добывающей скважине. Но при этом они ухудшат и фильтрационные свойства той части пласта, из которой необходимо вытеснить нефть. К тому же применение метода полимерного заводнения требует дополнительных финансовых затрат, которых можно избежать, используя маленькие оторочки воды и газа при вытеснении.

2.4. *Совместная закачка воды и газа*

При разработке месторождения методом совместной закачки газа и воды оба агента нагнетаются в продуктивный пласт одновременно через разобщенные каналы в нагнетательной скважине, как это показано на рисунке 7. При совместной закачке вода и газ поступают в пласт непрерывно. В непосредственной близости от нагнетательной скважины образуется водяная зона, за ней в пласте следует водогазовая зона, после которой наблюдается газовая зона, затем снова появляется водогазовая зона (Рисунок 7). Несмотря на то, что вода и газ закачиваются одновременно, смешение флюидов возможно только при определенных условиях давления. Поэтому в пласте образуются области, которые заполнены главным образом водой или газом в зависимости от давления и объема пор. Области с более крупными порами заполняются преимущественно водой, а области мелких пор занимает газ. После водогазовой зоны идет зона смешения воды, нефти и газа, которая обеспечивает снижение поверхностного натяжения между нефтью, залегающей в пласте, и вытесняющими ее водой и газом, что позволяет повысить КИН месторождения. Вытесненная нефть движется перед зоной смешения, образуя нефтенасыщенную зону, давление в которой превышает начальное пластовое давление, эту зону называют валом нефти (Рисунок 7). Перед зоной вала нефти находится область

пласта, до которой еще не добрались изменения давления и состава, связанные с закачкой воды и газа. В этой области пласт находящихся в первоначальном состоянии, и эта зона называется зоной начального состояния (Рисунок 7). Из зоны начального состояния нефть выкачивается через добывающую скважину. До тех пор, пока зона смешения не достигнет добывающей скважины, будет поддерживаться высокий уровень добычи нефти. После прорыва зоны водогазовой смеси к добывающей скважине объемы добычи нефти резко снизятся.

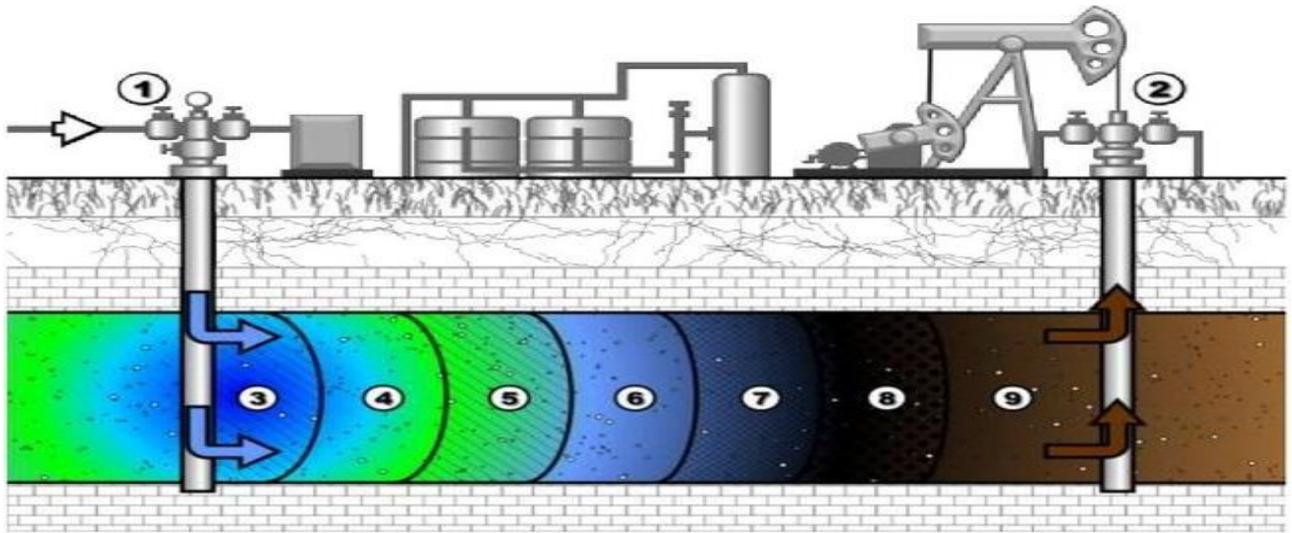


Рисунок 7. Совместная закачка воды и газа.

1 – нагнетательная скважина, 2 – добывающая скважина, 3 – водяная зона, 4 – водогазовая зона, 5 – газовая зона, 6 – водогазовая зона; 7 - зона смешения, +8 – вал нефти, 9 – зона начального состояния пласт. [Анализ совмесных...]

2.5. *Huff and puff*

Технология *huff and puff* заключается в закачке непосредственно в продуктивный пласт через добывающую скважину диоксида углерода, после закачки скважину на время закрывают для того, чтобы диоксид смог как можно глубже впитаться в пласт, после пропитки из скважины начинает добываться нефть. Получается, что процесс проведения *huff and puff* состоит из трех основных стадий: закачка непосредственно в добывающую скважину диоксида углерода, остановка скважины на время пропитки призабойной зоны и добыча нефти. Обычно при реализации данной технологии скорость закачки диоксида углерода составляет около 11 т/ч [Григорьев, с.39-41]. Период закачки в таком

случае определяется тем количеством диоксида, который необходимо закачать в пласт, и составляет от 24 ч до 48 ч [Григорьев, с.39-41]. Период остановки скважины и смачивания обычно составляет от 1 дня до 40 суток в зависимости от физических и химических свойств нефти, а также характеристик самого пласта [Григорьев, с.39-41].

Технология huff and puff требует сравнительно не больших затрат на бурение скважин, поскольку у нее нет необходимости в отдельных нагнетательных скважинах, в отличие от традиционного вытеснения. На хорошо обустроенных месторождениях, обладающих собственной сетью автомобильных дорог, доставка диоксида углерода может проходить автомобильным транспортом, что позволит существенно снизить единовременные капитальные затраты по сравнению со строительством трубопровода для доставки диоксида, при условии, что источник диоксида углерода находится достаточно близко для того, чтобы успевать подвозить его автотранспортом [Григорьев, с.39-41]. Данная технология также может быть применена на отдельных скважинах в качестве проверки эффективности методики и в случае положительного исхода применяться на всем месторождении [Григорьев, с.39-41].

Когда диоксид углерода закачивается в продуктивный пласт, он должен находиться либо в жидком, либо в сверхкритическом состоянии [Григорьев, с.39-41]. Сверхкритическим называется такое состояние вещества, при котором перестает существовать граница между жидким и газообразным состоянием вещества, и физические свойства также становятся одинаковыми [Григорьев, с.39-41]. Скорость диффузии, вязкость, плотность и многие другие свойства вещества, находящегося в сверхкритическом состоянии, начинают принимать значения, находящиеся между теми, которыми они обладали в жидком и газообразном состоянии [Григорьев, с.39-41].

Поскольку, находясь в сверхкритическом состоянии, диоксид углерода обладает как свойствами жидкости, такими как высокая растворяющая способность, так и свойствами газа, такими как, например, маленькое значение межфазного натяжения и высокий коэффициент диффузии, то он является очень

хорошим растворителем [Григорьев, с.39-41]. Уникальные свойства диоксида в сверхкритическом состоянии позволяют ему достаточно быстро проникать в пористое пространство пласта и проводить очень эффективный по сравнению с жидким и газообразным состояниями массоперенос [Григорьев, с.39-41]. Изменение давления диоксида углерода, находящегося в сверхкритическом состоянии, влияет на его способности растворителя и позволяет их регулировать [Григорьев, с.39-41]. При высоком давлении растворяющие свойства агента намного выше, чем при низком [Григорьев, с.39-41].

Благодаря уникальным свойствам диоксида углерода, именно низкому по отношению к другим газам значению критических показателей температуры и давления, диоксид способен переходить в сверхкритическое состояние, находясь при этом в пластовых условиях [Григорьев, с.39-41]. Другие газы, находясь в подобных условиях, либо остаются в газообразном состоянии, либо переходят в жидкое [Григорьев, с.39-41]. Также диоксид углерода в сверхкритическом состоянии не наносит вреда экологии и является безопасным в использовании негорючим, нетоксичным и невзрывоопасным [Григорьев, с.39-41]. Проводимые исследования влияния температуры и давления на коэффициент извлечения нефти доказывают, что удастся добиться увеличения показателя КИН в полтора – два раза в сравнении с простым диоксидом при закачке диоксида в сверхкритическом состоянии под давлением, превышающем 7,38 МПа [Григорьев, с.39-41]. Авторы исследований объясняют такой существенный прирост извлекаемой нефти тем, что диоксид, находясь в сверхкритическом состоянии, обладает очень низким показателем кинематической вязкости и высоким уровнем растворимости в нефтяной фазе, это также способствует выравниванию фронта вытеснения и избежанию языковых прорывов [Григорьев, с.39-41]. Диоксид в сверхкритическом состоянии может использоваться как в газоциклических методах, так и в остальных методах, в которых применяется закачка диоксида углерода в продуктивный пласт [Григорьев, с.39-41].

На Марьинском месторождении в 2017 году были проведены опытно-промышленные испытания [Григорьев, с.39-41]. Задействованная в испытаниях

скважина не эксплуатировалась в связи с отсутствием возможности добывать нефть с вязкостью 795 мПа·с при данных пластовых условиях традиционными методами [Григорьев, с.39-41]. Испытания завершились успешно и добывающая компания сообщила о том, что в результате применения технологии удалось добиться снижения вязкости в 10 раз, а также о том, что в начальный момент объем добываемой нефти составлял 8,6 т/сут. [Григорьев, с.39-41].

При проведении анализа общих итогов проведенного опыта по газоциклической закачке диоксида углерода в добывающую скважину была установлена прямая связь между закачанным на первом этапе объемом диоксида, временем пропитки на втором этапе и объёмом дополнительно добытой нефти [Григорьев, с.39-41].

3. КОРРЕЛЯЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

3.1. Модели Кори

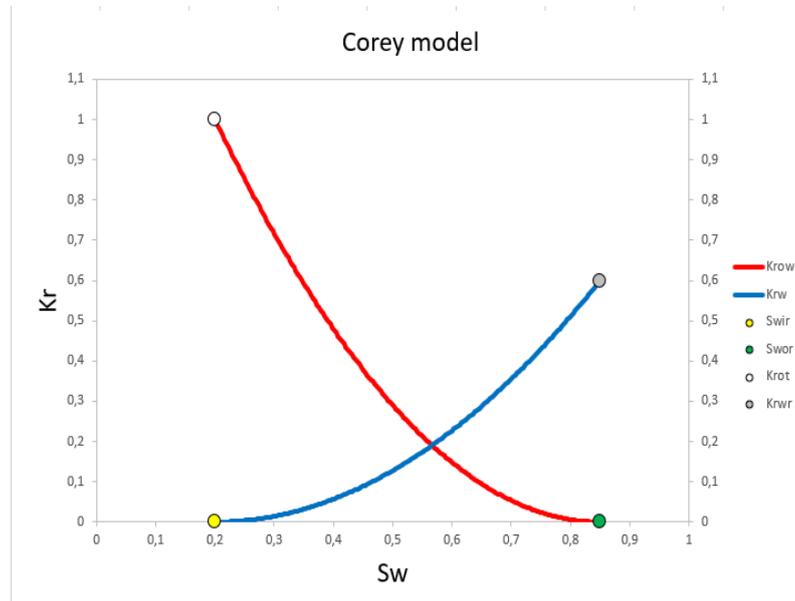


Рисунок 8. Пример корреляции Кори для потока фильтрации с $N_o = N_w = 2$ и $K_{rwr} = 0,6$ [Проницаемость].

Отношение общего объема пор к той части объема, которую занимает флюид, называют насыщенностью данного флюида [Нефтенасыщенность...]. При перепаде давления горные породы способны пропускать сквозь себя жидкие и газообразные вещества, эта способность горной породы называется проницаемостью [Печерин, Демченко, с.4]. В случае, когда поровое пространство горной породы полностью заполняется одним флюидом, находящимся в одной фазе, полученное значение проницаемости носит название абсолютной фазовой проницаемости. Поведение этой величины подчиняется закону Дарси, описанному в уравнении 29 [Проницаемость].

$$k = \frac{Q\mu}{F\Delta P}. \quad (2) \text{ [Проницаемость]}$$

Где Q – расход жидкости; F – площадь поперечного сечения; k – коэффициент проницаемости; ΔP – перепад давления; μ – динамическая вязкость; L – длина образца. Если в горной породе при фильтрации присутствует несколько различных флюидов, то значение проницаемости, полученное для одного флюида, будет называться эффективной проницаемостью. Отношение

эффективного значения проницаемости к ее абсолютному значению, рассчитанному для элемента горной породы, называют относительной фазовой проницаемостью (ОФП).

Модель Кори — это модель, которая направлена на определение значения ОФП и выражающаяся в виде степенного уравнения, зависящего от насыщенности фаз. В двухфазной системе нефть-вода модель Кори определяет значения ОФП в виде следующих выражений [Относительная проницаемость]:

$$K_{row}(S_w) = K_{rot}(1 - S_{wn})^{N_o}, \quad (3)$$

$$K_{rw}(S_w) = K_{rwr}S_{wn}^{N_w}. \quad (4)$$

Где K_{rot} представляет собой наибольшее значение K_{row} , S_{wn} — нормализованное значения водонасыщенности, K_{rw} — ОФП воды, S_w — водонасыщенность, K_{row} — ОФП нефти, K_{rwr} — ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности. Нормализованной насыщенностью называют значение насыщенности, определенное по формуле [Относительная проницаемость]:

$$S_{ln} = S_{ln}(S_l) = \frac{S_l - S_{lir}}{1 - S_{lir} - S_{mrl}}. \quad (5)$$

Где l — обозначает одну из фаз системы: вода, нефть или газ, m — обозначает вторую фазу двухфазной системы, S_{lir} — остаточная насыщенность l фазы, S_{mrl} — начальная насыщенность m фазы. Нормировка насыщенности применяется для того, чтобы значение насыщенности располагалось в пределах его допустимых значений в данном пласте. При определении ОФП нормировка позволяет удерживать значения в интервале от нуля до единицы. При этом единице ОФП будет равно в случае, когда насыщенность принимает максимально допустимые в данных пластовых условиях значения, а не в том случае, когда пласт полностью заполнен одной фазой. Это позволяет лучше отразить состояние реального пласта, в котором всегда присутствуют остаточные насыщенности. В случае, когда в качестве начальной фазы присутствует нефть, а также остаточная вода, ОФП нефти имеет следующее значение $K_{rot} = 1$ [Относительная проницаемость]. Значения степеней N_o и N_w определяются эмпирически и носят названия параметров формы кривой [Относительная проницаемость]. Для определения значений параметров формы обычно применяется оптимизация, при которой

используется симулятор потока, который необходимо настроить так, чтобы он соответствовал реальному потоку, этот метод также называют сопоставлением истории [Относительная проницаемость]. В некоторых случаях принято принимать значение степеней $N_o = N_w = 2$ (Рисунок 8) [Относительная проницаемость]. Значения K_{rot} и K_{rwr} можно находить как при проведении сопоставления истории для нахождения параметров N_o и N_w , так и отдельно до этого. Для различных двухфазных систем, таких как газ-вода, газ-нефть существуют свои корреляции Кори, по форме записи совпадающие с теми, что были записаны для случая нефть-вода 30, 30.

В модели Кори применяется следующий ряд допущений [Относительная проницаемость]:

- Поток горизонтальный;
- Поток одномерный;
- Флюиды в потоке не смешиваются;
- Среда однородна;
- Среда изотропна;
- Взаимодействие между флюидами отсутствует;
- Каждая фаза имеет насыщенность больше остаточного значения;

(можно избежать при правильной нормировке)

- Каждая фаза считается непрерывной в пористой среде.

Допущения об отсутствии взаимодействия между флюидами позволяет в рамках модели представить объединение пористой среды горной породы и различных флюидов в виде новой пористой матрицы, сквозь которую будет фильтроваться выбранная фаза [Относительная проницаемость]. При этом в установившемся потоке границы раздела между фазами будут считаться неизменными [Относительная проницаемость]. Это грубое допущение, которое также является необходимым [Относительная проницаемость].

3.2. *Модели Стоуна*

Проведя анализ полученных экспериментальных данных Н. Стоун в 1965 году создал полуэмпирическую модель для определения ОФП в случае

трехфазной фильтрации [Басниев, Кочина, Максимов, с.288].

Модель Стоуна предполагает переход от двухфазных систем нефть-вода и нефть-газ к трехфазной системе нефть-вода-газ [Blunt, с.1-2]. Для этого необходимо использовать значения ОФП, полученные из соответствующих двухфазных систем [Blunt, с.1-2]. Будем считать, что порода является гидрофильной. В таком случае вода будет являться смачивающей фазой в соответствии с ее поведением в двухфазных системах нефть-вода и вода-газ в гидрофильных капиллярах в соответствии с рисунком 23. Газ будет играть роль не смачивающей фазы, как и в двухфазных системах нефть-газ и вода-газ (Рисунок 23). Нефть будет иметь промежуточную смачиваемость, также называемую межфазной смачиваемостью. Значения ОФП для воды и для газа, также как и в двухфазных случаях, будут зависеть только от значения их насыщенностей [Относительные фазовые...]:

$$K_{rw} = K_{rw}(S_w), \quad (6)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(S_g). \quad (7)$$

Где K_{rw} — ОФП воды, S_w — водонасыщенность, K_{rg} — ОФП газа, S_g — газонасыщенность. ОФП воды и нефти определяются из данных двухфазной фильтрации [Blunt, с.1-2]. Для упрощения предполагается, что остаточная газонасыщенность как в двухфазных, так и в трехфазной системах равна нулю [Относительные фазовые...]. В уравнении 32 для определения ОФП нефти применяются нормализованные значения насыщенностей [Относительные фазовые...].

$$K_{ro} = K_{ro}(S_g) \quad (8)$$

где K_{ro} — ОФП нефти. Нормализованные значения насыщенности применяются для упрощения расчетов и позволяют относительной проницаемости принимать значения в пределах от нуля до единицы и заключаются в том, чтобы разделить насыщенность на ее максимально допустимое в данной системе значения. При этом значения ОФП не становятся слишком маленькими для того, чтобы выйти за рамки типа чисел или потерять значащую часть при расчетах.

В симуляторах обычно применяется модель Стоуна I в модификации Азиза

– Сеттари, поскольку Азизом и Сеттари была проведена нормализация, позволяющая добиться плавного изменения параметров модели [Blunt, с.1-2]:

$$\begin{aligned} S_{oe} &= \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wi} - S_{om}}, \\ S_{we} &= \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{om}}, \\ S_{ge} &= \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{om}}. \end{aligned} \quad (9)$$

где S_{wi} - остаточная водонасыщенность, S_{we} – нормированное на единицу значение водонасыщенности, S_{oe} – нормированное на единицу значение нефтенасыщенности, S_{ge} – нормированное на единицу значение газонасыщенности, S_{om} - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой и газом одновременно [Blunt, с.1-2]. Как показывают эксперименты, величина остаточной нефтенасыщенности в присутствии газа S_{om} ниже, чем в двухфазной системе нефть-вода [Относительные фазовые...]. Увеличение значения газонасыщенности приводит к снижению показателя остаточной нефтенасыщенности S_{om} [Относительные фазовые...]. Чтобы учесть изменения S_{om} в зависимости от того, какое количество газа находится в системе, применяется следующая формула [Blunt, с.1-2]:

$$S_{om} = \lambda S_{orw} + (1 - \lambda) S_{org}. \quad (10)$$

где S_{orw} - остаточная нефтенасыщенность в системе нефть-вода, S_{org} - остаточная нефтенасыщенность в системе нефть-газ, а параметр λ задается следующим образом [Blunt, с.1-2]:

$$\lambda = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{org}}. \quad (11)$$

По первой модели Стоуна ОФП нефти в гидрофильном пласте определяется следующим выражением [Blunt, с.1-2]:

$$k_{ro} = \frac{S_{oe} k_{ro(w)} k_{ro(g)}}{k_{ro(wi)} (1 - S_{we}) (1 - S_{ge})}. \quad (12)$$

где $k_{ro(w)}$ – ОФП нефти в системе нефть-вода и $k_{ro(g)}$ – ОФП нефти в системе нефть-газ.

Вторая модель Стоуна берет за основу предположении о разделении потока и не требует определения значения остаточной нефтенасыщенности [Blunt, с.1-2]:

$$k_{ro} = (k_{ro(w)} + k_{ro(wi)}k_{rw(o)})(k_{ro(g)} + k_{ro(wi)}k_{rg(o)}) - k_{ro(wi)}(k_{rw(o)} + k_{rg(o)}) \quad (13)$$

В случае когда значение $k_{ro} < 0$, принимаем значение $k_{ro} = 0$ [Blunt, с.1-2].

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

4.1. Уравнения модели водогазового воздействия

В модели ВГВ необходимо описывать не только заводнение продуктивного пласта, но и закачивание газа. Основные положения моделирования остаются такими же, как при построение модели двухфазной фильтрации [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Только в данном случае система будет иметь три фазы нефть-вода-газ [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Газовая фаза в данной модели является многокомпонентной. Помимо органических компонент в газовой фазе могут присутствовать кислород и водяной пар, который должен находится в состоянии фазового равновесия с водной фазой [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Наличие нескольких компонент приводит к усложнению модели. При моделировании пренебрегается упругими деформациями горной породы [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Будем учитывать изменения состояния горной породы, возникающие в результате ее размытия водой таким образом [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Когда значение водонасыщенности в глубине пласта становится выше определенного значения, вода начинает размывать глину, которая находится в горной породе, и она начинает расширяться [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Размытие глин приводит к закупориванию пор, и они перестают сообщаться с основной частью пласта, фильтрация на этом участке прекращается [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Закон Маскета-Левретта для трех фаз записывается следующим образом [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial p^{(2)}}{\partial x_1} &= -\frac{\eta^{(f)}}{k_p^{(f)}} \vec{w}^{(f)}, \quad k_p^{(f)} = k_p^{(2)} f^{(f)}, \text{ a)} \\
 \frac{\partial p^{(2)}}{\partial x_1} &= -\frac{\eta^{(g)}}{k_p^{(g)}} \vec{w}^{(g)}, \quad k_p^{(g)} = k_p^{(2)} f^{(g)}, \text{ b)} \\
 \frac{\partial p^{(2)}}{\partial x_1} &= -\frac{\eta^{(w)}}{k_p^{(w)}} \vec{w}^{(w)}, \quad k_p^{(w)} = k_p^{(2)} f^{(w)}. \text{ c)}
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

где x_1 – координата, $p^{(2)}$ – поровое давление, $\eta^{(f)}$ – вязкость нефтяной фазы, $\eta^{(g)}$ – вязкость газовой фазы, $\eta^{(w)}$ – вязкость водной фазы, $k_p^{(f)}$ – фазовая проницаемость

нефти, $k_p^{(w)}$ – фазовая проницаемость воды, $k_p^{(g)}$ – фазовая проницаемость газа, $k_p^{(2)}$ – абсолютная фазовая проницаемость, $f_p^{(f)}$ – ОФП нефти, $f_p^{(w)}$ – ОФП воды, $f_p^{(g)}$ – ОФП газа, $w^{(f)}$ – скорость фильтрации нефти, $w^{(w)}$ – скорость фильтрации воды, $w^{(g)}$ – скорость фильтрации газа [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Уравнения для определения фазовых проницаемостей принимают следующий вид [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$k_p^{(2)} = k_p^{(2)}(m^{(2)}, p^{(2)}), \quad \text{a)} \quad (15)$$

$$f^{(k)} = f^{(k)}(S^{(k)}), \quad k = f, g, w. \quad \text{b)}$$

$$\frac{k_p^{(2)}}{k_0} = \frac{(m^{(2)})^3}{1 - (m_0^{(2)})^2}, \quad k_0 = k_0(p^{(2)}), \quad \text{a)} \quad (16)$$

$$\frac{k_p^{(2)}}{k_0} = \left(\frac{m^{(2)}}{m_0^{(2)}}\right)^N, \quad 2 < N < 10, \quad k_0 = k_0(p^{(2)}). \quad \text{b)}$$

где $m^{(2)}$ – трещиноватость, $S^{(k)}$ – насыщенность k фазой, $m^{(2)}$ – первичная трещиноватость, N – подгоночный параметр, $m_0^{(2)}$ – максимальное значение трещиноватости, $m_0^{(2)}$ – максимальное значение первичной трещиноватости.

Будем считать, что поровый объем претерпевает изменения только в результате перехода твердого вещества горной породы в нефтяную фазу [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Обратным процессом пренебрегаем [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(s)}m^{(1)}) &= Q_2 = 0, \quad Q_1^{(f)} = 0, \quad \text{при } T^{(1)} < T_{cr}, \quad \text{a)} \\ -Q_1^{(f)} + Q_2, & \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(s)}(1 - m^{(1)})) &= -Q_2 \quad m^{(1)} < m_0^{(1)} \quad \text{при } T^{(1)} > T_{cr}. \quad \text{b)} \end{aligned} \quad (17)$$

где $\rho^{(f)}$ – плотность нефти, которую будем считать постоянной, $\rho^{(s)}$ – осредненная по всем слоям плотность скелета горной породы, объединяющая в себе как значения плотности минерального, так и керогенного вещества, $m_0^{(1)}$ – максимальное значение пористости $m^{(1)}$, которое может быть достигнуто размыванием части горной породы, $m^{(1)}$ – пористость за исключением трещиноватости, Q_2 , $Q_1^{(f)}$ – находящиеся внутри порового пространства источники вещества, которые появляются в результате нагревания и перетоков флюида из пор в трещины [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(f)}m^{(1)}) = -Q_1^{(f)} + \begin{matrix} Q_2 = 0, & Q_1^{(f)} & \text{при } T^{(1)} < T_{cr}, \\ Q_2, & = 0 & \text{a)} \end{matrix} \quad (18) [17]$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(s)}(1 - m^{(1)})) = -Q_2, \text{ при } T^{(1)} > T_{cr}. \quad \text{b)}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(f)}S^{c(f)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(f)}\vec{w}^{(f)}) = Q_1^{(f)} - \chi_{(2)}^{(f)}Q_2, \quad \text{a)}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(g)}S^{c(g)}C_{(1)}^{(g)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(g)}C_{(1)}^{(g)}\vec{w}^{(g)}) = \chi_{(2)}^{(f)} + 1 = \chi_{(2)}^{(g)}, \quad \text{b)}$$

$$-Q_3, \quad (19) [17]$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(g)}S^{c(g)}C_{(2)}^{(g)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(g)}C_{(2)}^{(g)}\vec{w}^{(g)}) = Q_3 > 0, \quad \text{c)}$$

$$\chi_{(2)}^{(g)}Q_3, \quad \vec{w}^{(k)} \in S^{c(k)}m^{2(2)}(\vec{v}^{(k)} - \vec{v}), \quad k = f, g, \quad S^{c(f)} + S^{c(g)} = 1, \quad \text{d)}$$

$$Q_3 = 0 \quad \text{при} \quad C_{(1)}^{(g)} = 0 \quad \text{e)}$$

где $S^{c(f)}$ – насыщенность нефти в трещинном пространстве, $S^{c(g)}$ – насыщенность газа в трещинном пространстве, $C_{(1)}^{(g)}$ – значение концентрации чистого кислорода, $C_{(2)}^{(g)}$ – значение концентрации продуктов окисления и различных инертных газов, входящих в состав воздуха [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. С низкотемпературным окислением имеют связь источники различных компонентов газа Q_3 [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Для того, чтобы коэффициент при кислороде равнялся единице, стехиометрические коэффициенты $\chi_{(2)}^{(f)}$ и $\chi_{(2)}^{(g)}$ имеют специальную нормировку [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Добавляем дополнительное уравнение, описывающее непрерывность насыщенности $S^{c(w)}$ водной фазы в систему уравнений переноса в трещинном пространстве 37

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(f)}S^{c(f)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(f)}\vec{w}^{(f)}) = Q_1^{(f)} - \quad \text{a)}$$

$$\chi_{(2)}^{(f)}Q_3, \quad (20)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(w)}S^{c(w)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(w)}\vec{w}^{(w)}) = Q_4 \quad \text{b)}$$

и еще одно уравнение для концентрации пара $C_{(1)}^{(g)}$ в газовой фазе [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho^{(g)}S^{c(g)}C_{(1)}^{(g)}m^{2(2)}) + (\nabla\rho^{(g)}C_{(1)}^{(g)}\vec{w}^{(g)}) = -Q_3, \quad \text{a)} \quad (21)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho^{(g)} S^{c(g)} C_{(2)}^{(g)} m^{2(2)} \right) + \left(\nabla \rho^{(g)} C_{(2)}^{(g)} \vec{w}^{(g)} \right) = Q_3 > 0, \quad \text{b)}$$

$$\chi_{(2)}^{(g)} Q_3, \quad \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho^{(w)} S^{c(w)} m^{2(2)} \right) + \left(\nabla \rho^{(w)} \vec{w}^{(w)} \right) = Q_4, \quad \text{c)}$$

$$Q_3 = 0 \quad \text{при} \quad C_{(1)}^{(g)} = 0. \quad \text{d)}$$

Для описания фазовых переходов воды из газообразного состояния в жидкое и обратно из жидкого в газообразное используется источник Q_4 [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Также получают очевидные ограничения и кинематические соотношения [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$S^{(f)} + S^{(g)} + S^{(w)} = 0 < S^{(k)} < 1, \quad k = f, g, w, \quad (22)$$

$$0 < C_{(\alpha)}^{(g)} < 1, \quad \alpha = 1, 2, 3, \quad \chi_{(2)}^{(f)} + 1 = \chi_{(2)}^{(g)}, \quad 0 < \chi_{(2)}^{(f)} < 1, \quad 0 < \chi_{(2)}^{(g)} < 1.$$

$$Q_1^{(f)} = \frac{\rho_0^{(f)}}{\eta^{(f)}} k^{(f)} (p^{(1)} - p^{(2)}), \quad \text{a)}$$

$$Q_1^{(g)} = \frac{\rho_0^{(g)}}{\eta^{(g)}} k^{(g)} (p^{(1)} - p^{(2)}), \quad \text{при} \quad p^{(1)} < p^{(2)}, \quad C_{(1)}^{(g)} > 0, \quad \text{b)} \quad (23)$$

$$Q_1^{(g)} = 0 \quad \text{при} \quad p^{(1)} > p^{(2)}. \quad \text{c)}$$

где $k^{(f)}$ – нульмерный аналог коэффициента проницаемости нефти, $k^{(g)}$ – нульмерный аналог коэффициента проницаемости газа [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Перенос вещества между двумя поровыми пространствами происходит в соответствии с системой уравнений 38 [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

$$Q_1^{(f)} = \frac{\rho_0^{(f)}}{\eta^{(f)}} k^{(f)} (p^{(1)} - p^{(2)}), \quad \text{a)}$$

$$Q_1^{(g)} = \frac{\rho_0^{(g)}}{\eta^{(g)}} k^{(g)} (p^{(1)} - p^{(2)}), \quad \text{при} \quad p^{(1)} < p^{(2)}, \quad C_{(1)}^{(g)} > 0, \quad \text{b)} \quad (24)$$

$$Q_1^{(g)} = 0 \quad \text{при} \quad p^{(1)} > p^{(2)}. \quad \text{c)}$$

$$Q_2 = \rho^{(s)} m_0^{(1)} \beta_T (T^{(2)} - T^{(1)}) + \frac{\rho_0^{(g)}}{\eta^{(g)}} \beta_p (p^{(1)} - p^{(2)}) \quad \text{при} \quad p^{(1)} < p^{(2)}, \quad C_{(1)}^{(g)} > 0, \quad \text{a)} \quad (25)$$

$$Q_2 = \rho^{(s)} m_0^{(1)} \beta_T (T^{(2)} - T^{(1)}) \quad \text{при } p^{(1)} > p^{(2)} \text{ или } C_{(1)}^{(g)} = 0, \quad \text{b)}$$

$$C_{(2)}^{(g)} = -b^{c(g)} p^{(2)}. \quad \text{c)}$$

Уравнение Ван-дер-Ваальса применяется для паро-водной системы [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$\left(p_{H_2O} + \frac{a}{v} \right) (v - b) = \frac{RT^{(g)}}{p_{H_2O}}, \quad p_{H_2O} = C_{(3)}^{(g)} p^{(2)}, \quad v \in \frac{V}{N} = \frac{1}{\rho^{(g)} C_{(3)}^{(g)} n}, \quad n \in \frac{m}{N} \quad (26)$$

здесь V – объем, N – число молей, m – масса объема V , v – молярный объем, R – универсальная газовая постоянная, p_{H_2O} – значения парциального давления пара, a , b – материальные константы уравнения Ван-дер-Ваальса для описания системы вода-пар. Правило Максвелла определяет равновесие между сосуществующими жидкой фазой и паром [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Уравнение 38 описывает процесс окисления [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$Q_3 = Q_3^T + Q_3^C, \quad \text{a)}$$

$$Q_3^T = \chi_T (T^{(2)} - T^{(1)}) \quad \text{при } T^{(1)} > T_{cr}, \quad C_{(1)}^{(g)} > 0, \quad \text{b)}$$

$$Q_3^C = \chi_C s^{(2)} \Delta C_{(2)}^{(g)} \delta(x - x_0). \quad \text{c)}$$

Количество вероятных скачков насыщенностей возрастает с ростом числа фаз [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Для того, чтобы при окислении нефти связать массовый баланс со скоростью, с которой двигается скачок u , воспользуемся соотношением 39 [Гидродинамическая модель..., с.26-30]

$$\rho^{(g)} S^{c(g)+} m^{2(2)} (w^{(g)+} - u) - \rho^{(g)} S^{c(g)-} m^{2(2)} (w^{(g)-} - u) = -Q_3^C, \quad \text{a)}$$

$$\rho^{(f)} S^{c(f)+} m^{2(2)} (w^{(f)+} - u) - \rho^{(f)} S^{c(f)-} m^{2(2)} (w^{(f)-} - u) = Q_3^C. \quad \text{b)}$$

В других случаях будем применять однородное условие для баланса массы на скачке [Гидродинамическая модель..., с.26-30]

$$\rho^{(g)} S^{c(g)+} m^{2(2)} (s^{(g)+} - u) - \rho^{(g)} S^{c(g)-} m^{2(2)} (s^{(g)-} - u) = 0, \quad \text{a)}$$

$$\rho^{(f)} S^{c(f)+} m^{2(2)} (s^{(f)+} - u) - \rho^{(f)} S^{c(f)-} m^{2(2)} (s^{(f)-} - u) = 0. \quad \text{b)}$$

Поскольку возможны различные дополнительные комбинации скачков насыщенностей, к примеру таких, как вода – газ и вода – нефть [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Для них будем применять уравнения аналогичные 39 [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Теплопроводности фаз также изменяются аналогичным образом [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Каждая фаза способна обмениваться теплом с другими [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. В таком случае необходимо упростить модель [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Будем использовать двухтемпературную модель, считая, что нефть и вода движутся намного медленнее, чем газ [Гидродинамическая модель..., с.26-30]:

$$c^{(1)}\rho^{(1)}\frac{\partial T^{(1)}}{\partial t} = -\Delta H^{(s)}Q_2 + (T^{(2)} - T^{(1)}), \quad \text{а)} \quad (30)$$

$$c^{(2)}\rho^{(2)}\frac{\partial T^{(2)}}{\partial t} = -c^{(f)}\rho^{(f)}(\vec{w}^{(f)}\nabla T^{(2)}) - c^{(w)}\rho^{(w)}(\vec{w}_b^{(w)} - c^{(g)}\rho^{(g)}(\vec{w}^{(g)}\nabla T^{(2)}) - \beta(T^{(2)} - T^{(1)}) - \Delta H^{(w)}Q_4 +$$

где $\Delta H^{(w)}$ обозначает скрытую теплоту парообразования [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Будем считать, что в ходе процесса конденсации пара образовавшиеся мельчайшие капельки воды оседают на скелете породы и не уносятся движущейся парогазовой смесью [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Помимо четырех основных областей Ω_{l-} , Ω_h , Ω_m , Ω_{l+} и разделяющих их между собой границ при применении парогазового воздействия образуются дополнительные зоны, а также внутренние границы [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Фазовые переходы происходят на внутренних границах [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Новые зоны появляются по причине постоянных переходов вещества между фазами и вытеснения одних фаз другими [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Как структура, так и положения новых зон зависят от режимов закачки [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Эффект тепловой трубки может проявляться только в случае наличия плоской конфигурация волны, соответствующих диапазонов термодинамических параметров и концентраций веществ [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

Одним из допущений модели, описанной выше, является то, что скелет горной породы считается недеформируемым и абсолютно жестким [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. В реальной ситуации глина, содержащаяся в скелете горной породы, размывается водой и может закупоривать поры, что приведет к остановке перехода веществ из пор в трещины [Гидродинамическая модель..., с.26-30]. Этот процесс может быть учтен благодаря введению дополнительного уравнения

$$k(f) = 0 \quad (31)$$

при

$$S^c(w) > S^*. \quad (32)$$

где S^* – критическое значение насыщенности водной фазы.

В случае, когда условие 41 выполняется, систему уравнений, описанную выше можно упростить и привести к системе уравнений динамики многофазного и многокомпонентного флюида [Гидродинамическая модель..., с.26-30], находящегося в обычной пористой среде с одинарной системой порового пространства, которая представлена трещинами [Гидродинамическая модель..., с.26-30].

4.2. Область применения моделей и экспериментов для определения относительных фазовых проницаемостей

К методам определения ОФП относятся прямые и косвенные. Прямые методы являются лабораторными испытаниями [Относительная проницаемость (ОФП)]:

1. Метод стационарной (установившейся) фильтрации;
2. Метод вытеснения.

К косвенным: расчетные методы по кривым капиллярного давления; по промысловым данным; по данным геофизических исследований скважин [Относительная проницаемость (ОФП)].

Для соблюдения геометрического подобия лабораторного моделирования Д. А. Эфрос рекомендует соблюдать соотношение [Относительная проницаемость (ОФП)]:

$$\left(\frac{k_{\text{пр}}}{L^2}\right)_{\text{модель}} = \left(\frac{k_{\text{пр}}}{L^2}\right)_{\text{натура}} \quad (33)$$

где L — длина.

Прямые лабораторные методы считаются наиболее достоверными. В результате этих исследований получают кривые ОФП. В методе стационарной фильтрации, определение коэффициентов фазовых проницаемостей проводится при совместном течении двух фаз при разном насыщении. В качестве наглядного примера ниже приведены примерные значения результатов подобных исследований на образце при двухфазном совместном течении нефти и воды, вода является смачивающей фазой (Рисунок 9).

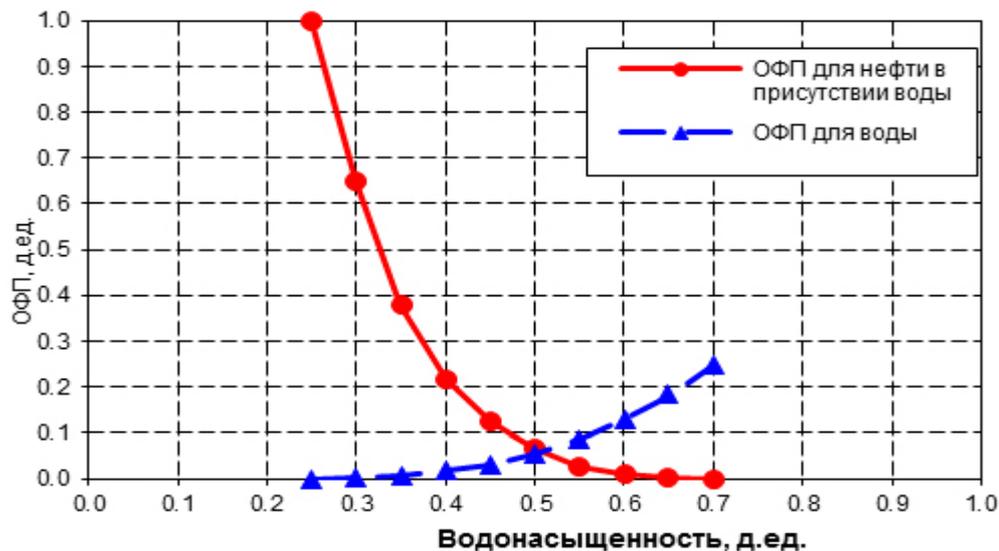


Рисунок 9. ОФП в системе нефть-вода [Афанаскин, Королев, Юдин, с.3]

На данном графике представлены значения ОФП в десяти режимах:

- При отсутствии воды в потоке,
- При 11 % содержания воды в потоке,
- При 22 % содержания воды в потоке,
- При 33 % содержания воды в потоке,
- При 44 % содержания воды в потоке,
- При 56 % содержания воды в потоке,
- При 67 % содержания воды в потоке,
- При 78 % содержания воды в потоке,
- При 89 % содержания воды в потоке,

- При 100 % содержания воды в потоке.

После каждого режима замеряют объемы вышедших из образца жидкостей и рассчитывают проницаемости, используя закон Дарси.

Значения относительных фазовый проницаемостей для нефти и воды рассчитывают по формулам:

$$K_H^{\text{отн}} = \frac{K_{Hi}}{K K_B^{\text{отн}}} = \frac{K_{Hi}}{K}. \quad (34)$$

где K_{Hi} , K_{Bi} – фазовые проницаемости для нефти и воды на i -том режиме,

$K_H^{\text{отн}}$, $K_B^{\text{отн}}$ – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды на i -том режиме, K – абсолютная проницаемость образца.

По способу вытеснения относительные проницаемости зависят от направления, в котором изменяется насыщение несмачивающей фазой. Если в пласт закачивается несмачивающая фаза (нефть, газ), это направление называется дренажом [Относительная проницаемость (ОФП)]. В этом случае нефть избирательно вытесняет воду из более крупных капилляров в более узкие капилляры. В результате при падении давления образуются два отдельных потока: в системе с более крупными порами фильтруется несмачивающаяся фаза, а в системе с более мелкими - смачивающаяся [Относительная проницаемость (ОФП)]. В отличие от вышеизложенного, существует процесс, при котором вода изначально является остаточной, а нефть занимает остальную часть пространства, то есть порода является гидрофильной, а фаза вытеснения - смачивающей [Относительная проницаемость (ОФП)]. В этом случае капиллярные силы действуют так, что каждый капилляр стремится поглотить воду и вытеснить из нее часть нефти, поэтому процесс вытеснения нефти водой называется абсорбцией [Относительная проницаемость (ОФП)]. Первоначально нефтенасыщенность уменьшается с изменением кривизны границы раздела нефть-вода в непрерывной нефтяной фазе. Из-за большой площади поверхности раздела две фазы сильно зависят друг от друга и от скорости процесса вытеснения нефти водой. Наиболее часто используется абсорбция [Относительная проницаемость (ОФП)]. Во время эксперимента регистрируется количество воды, закачанной в образец, количество вытесненной нефти и

разность давлений на образце. Используя данные, полученные с помощью специализированных методов, рассчитывается ОФП [Относительная проницаемость (ОФП)].

Среди косвенных методов наибольшее применение нашел метод расчета ОФП по кривым капиллярного давления. Экспериментально определяют кривые капиллярного давления

$$p_k = f(k_B), \quad (35)$$

которые перестраиваются графически в функцию

$$\frac{1}{p_k^2} = f(k_B) \quad (36)$$

и затем рассчитывают ОФП, используя интегральные уравнения [Относительная проницаемость (ОФП)].

Коллектор обладает наименьшей проницаемостью при совместной фильтрации двух фаз.

Смачивающая фаза характеризуется в среднем более низкой относительной проницаемостью из-за адсорбционных сил в контакте между жидкой и твердой фазами [Относительная проницаемость (ОФП)].

Методы, используемые для определения промысловых и геофизических данных, очень неоднозначны и широко не используются.

Помимо структуры порового пространства, на характер экспериментальных кривых ОФП влияет ряд других факторов: поверхностное и межфазное натяжение; гидрофобность коллектора, температура; скорость фильтрации; изменение направления насыщения и т.д. [Относительная проницаемость (ОФП)].

При уменьшении межфазного натяжения σ фазовая проницаемость незначительно увеличивается, а кривые ОФП увеличиваются. Проницаемость нефти заметно возрастает только при очень низких значениях σ (менее 10^{-3} Н/м) [Печерин, Демченко, с.4]. Увеличение σ уменьшает диапазон общего потока жидкости [Относительная проницаемость (ОФП)].

С увеличением гидрофобности поверхности пересечение кривых ОФП смещается влево, в сторону более низкой водонасыщенности [Относительная

проницаемость (ОФП)], в результате относительная проницаемость воды значительно увеличивается, а проницаемость нефти уменьшается [Относительная проницаемость (ОФП)].

С повышением температуры поверхностное натяжение уменьшается, межфазное натяжение изменяется, гидрофильность породы увеличивается [9]. С повышением температуры ОФП для нефти увеличивается, а вода изменяется в ту или иную сторону (кривые ОФП движутся в сторону увеличения водонасыщенности, особенно при низком межфазном напряжении), ОФП для газа практически не меняется от температуры [Относительная проницаемость (ОФП)].

Значения ОФП увеличиваются со скоростью фильтрации [Относительная проницаемость (ОФП)], и хотя физический аспект этого явления не совсем ясен, рекомендуется проводить эксперименты по определению ОФП при скоростях фильтрации, близких к условиям образования конкретного месторождения [Относительная проницаемость (ОФП)].

Трехфазная фильтрация (нефть, газ и вода) может иметь место при разработке нефтяных месторождений на продвинутой стадии, газовых месторождений с нефтяной границей, при закачке газа или водогазовых смесей в нефтяной пласт.

Результаты экспериментальных исследований трехфазной фильтрации очень редки [Относительная проницаемость (ОФП)].

Результаты измерений относительной проницаемости при трехфазной фильтрации обычно представляются в виде треугольных диаграмм или таблиц.

Результаты большинства вышеупомянутых авторов качественно согласуются с первыми данными М. К. Леверетта по насыпному грунту, которые сформулированы следующим образом [Относительная проницаемость (ОФП)]:

- водопроницаемость зависит только от водонасыщенности;
- проницаемость для нефти и газа зависит от насыщенности трех фаз;
- газопроницаемость в трехфазной системе несколько ниже, чем при той же газонасыщенности в двухфазной системе;

- проницаемость для нефти в трехфазной системе может быть выше или ниже, чем ее проницаемость в двухфазной системе при тех же скоростях насыщения нефтью;
- проницаемость фаз для нефти, газа и воды не зависит от вязкости нефтяной фазы;
- существует относительно небольшая область, в которой фильтруются все три фазы.

В количественном выражении результаты разных авторов существенно различаются. Есть много вещей, которые все еще остаются неясными в механизме трехфазной фильтрации.

Таким образом, для повышения надежности лабораторных определений ОФП исследования должны проводиться с соблюдением всех критериев сходства полевых и лабораторных условий. Для этой цели следует использовать природные керны горных пород, природную нефть и модель пластовой воды, естественное давление и температуру [Относительная проницаемость (ОФП)].

4.3. Модель водогазового воздействия

В данной работе для описания пластового флюида будет использоваться композиционная модель. Эта модель описывает не только фазы, но и содержащиеся в них компоненты в отдельности [Киселев, с.22-23]. Она также описывает и переход отдельных компонент между фазами. Закон сохранения массы в данной модели записывается следующим образом:

$$\sum_{l=1}^{n_l} \operatorname{div} \left(\rho_l C_{lj} \frac{k k_l}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{l=1}^{n_l} S_l C_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \quad (37)$$

где n_l – число фаз находящихся в системе, n_c – количество компонент, j – индекс, обозначающий компоненту смеси, для которой записывается данный закон, ρ_l – плотность l фазы, k – абсолютная проницаемость, m^3 , k_l – фазовая проницаемость

1 фазы, μ_l – динамическая вязкость 1 фазы, Па·с, p_l – давление в 1 фазе, Па, S_l – насыщенность 1 фазы, C_{lj} – массовая концентрация j компонента в 1 фазе, α_{lj} – доля j компонента в 1 фазе. Часта плотности ρ_l фаз, а также динамические вязкости μ_l можно задать как функции соответствующих фазовых давлений и массовых концентраций [Киселев, с.22-23]:

$$\rho_l = \rho_l(p_l, C_{lj}), j = 1, \dots, n_c, \quad (38)$$

$$\mu_l = \mu_l(p_l, C_{lj}), j = 1, \dots, n_c, \quad (39)$$

Закон Дарси в композиционной модели принимает вид:

$$\vec{u}_l = \frac{-kk_l}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z) \quad (40)$$

где u_l – скорость фильтратий 1 фазы, м/с. Считаем, что все компоненты находятся в состоянии термодинамического равновесия [Киселев, с.22-23]. Тогда для каждого компонента смеси и для всей смеси в целом можно записать уравнение состояния, объединяющее давление, объём и температуру [Киселев, с.22-23]. Всего получится $(n_l - 1)n_c$ уравнений. Уравнения состояния, а также уравнение, объединяющие насыщенность

$$\sum_{l=1}^{n_l} S_l = 1 \quad (41)$$

и уравнения, объединяющие концентрации

$$\sum_{j=1}^{n_c} \sum_{l=1}^{n_l} C_{lj} = 1, \quad (42)$$

помогают определить, какое количество компонентов находится в каждой фазе.

В этой работе для построения модели будет использоваться гидродинамический симулятор tNavigator. В данном симуляторе поддерживаются три типа кубических уравнения состояния в форме Редлиха-Квонга, Соаве-Редлиха-Квонга и Пенга-Робинсона. В модели используется уравнение Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a(T)}{v(v + b) + b(v - b)} \quad (43)$$

где a , b - коэффициенты, причем коэффициент a зависит от температуры.

Пласт в модели залегает на глубине 930 м, имеет длину и ширину 500 м, высота пласта 20 м. Он разбит на 500 одинаковых ячеек длиной 50 м, шириной 100 м, и высотой 2 м. Пористость в ячейках задается случайным образом в диапазоне значений от 0,15 до 0,25. Абсолютная проницаемость во всех ячейках задается экспоненциально в зависимости от пористости по формуле:

$$k_i = 0,033 \exp(48,08m) \quad (44)$$

где i – направление осей x , y и z , $k_0=0,033$ Д – постоянная. Состав пластового флюида указан в таблице 1.

Таблица 1

Состав пластового флюида

Компонент	Доля
C1	0,01
C3	0,07
C6	0,32
C10	0,3
C15	0,15
C20	0,15

Пласт разбурен одной нагнетательной и одной добывающими скважинами, как это показано на рисунке (Рисунок 10).

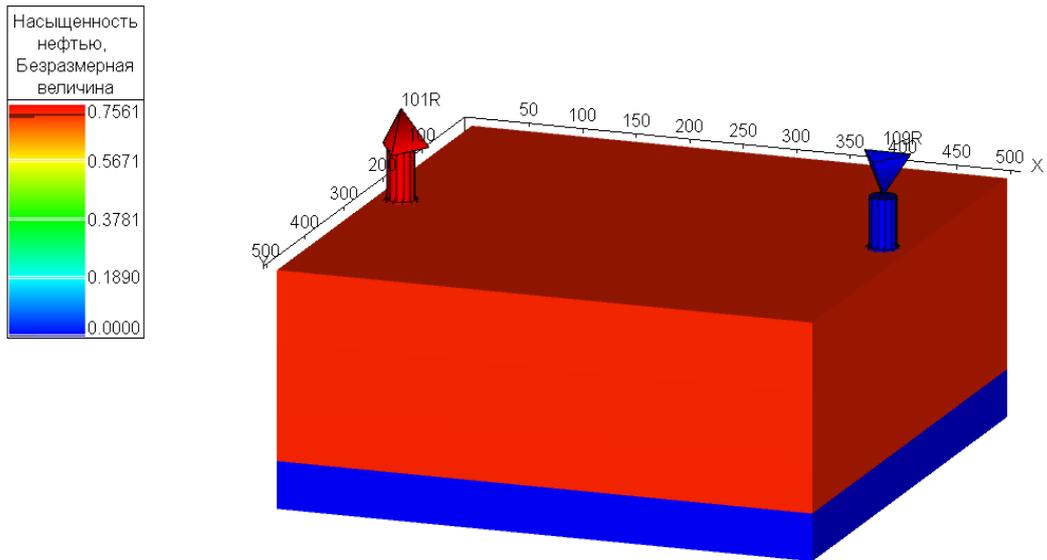


Рисунок 10. Модель ВГВ

Обе скважины вертикальны, пересекают пласт полностью и перфорированы по всей его ширине, как показано на рисунке (Рисунок 11).

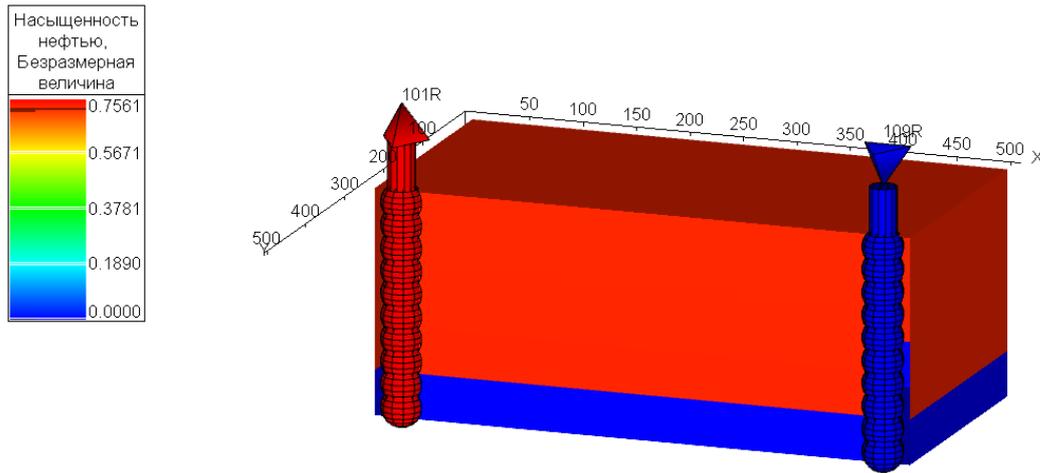


Рисунок 11. Пласт с демонстрацией скважин

Давление на кровле пласта одинаково и составляет 94,4 атм, распределение давление внутри пласта гидростатическое (Рисунок 12).

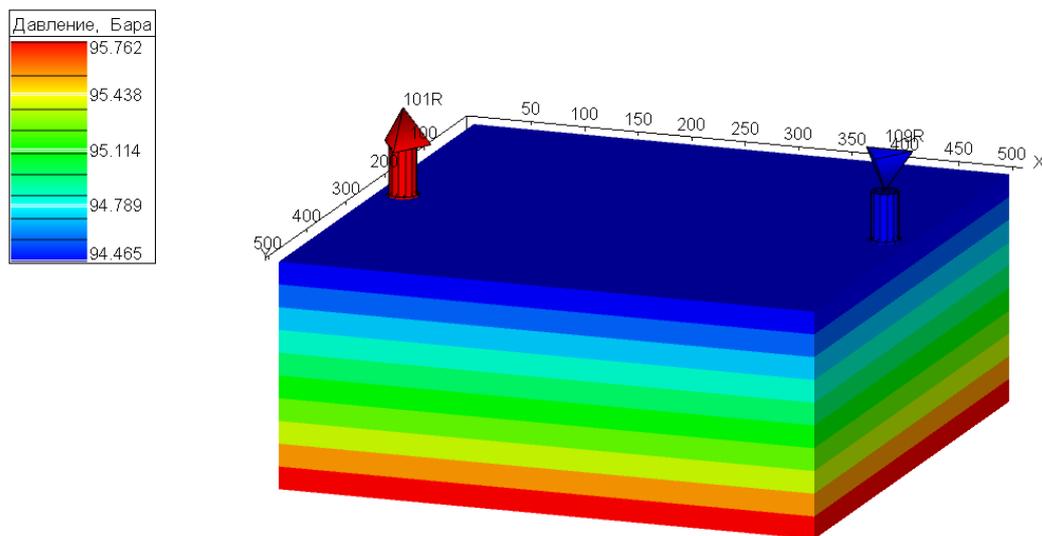


Рисунок 12. Начальное распределение давления в пласте

Насыщенность воды в водоносном горизонте равняется единице. Насыщенность нефти в нефтяном слое 0,73 (Рисунок 10). Плотности фаз представлены на рисунках 13, 14, 15. Вязкости фаз представлены на рисунках 16, 17, 18.

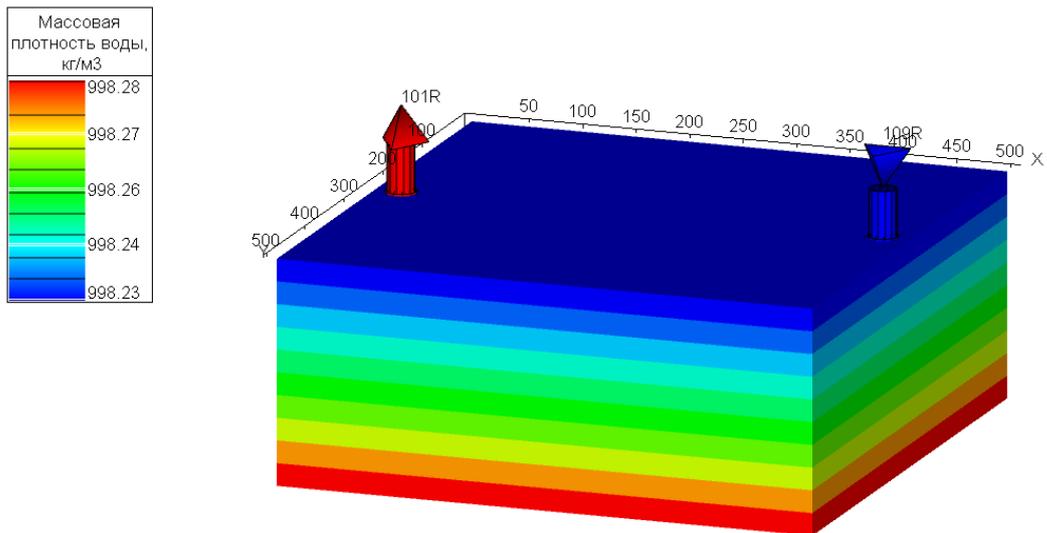


Рисунок 13. Плотность воды

Ширина водоносного слоя 4 м.

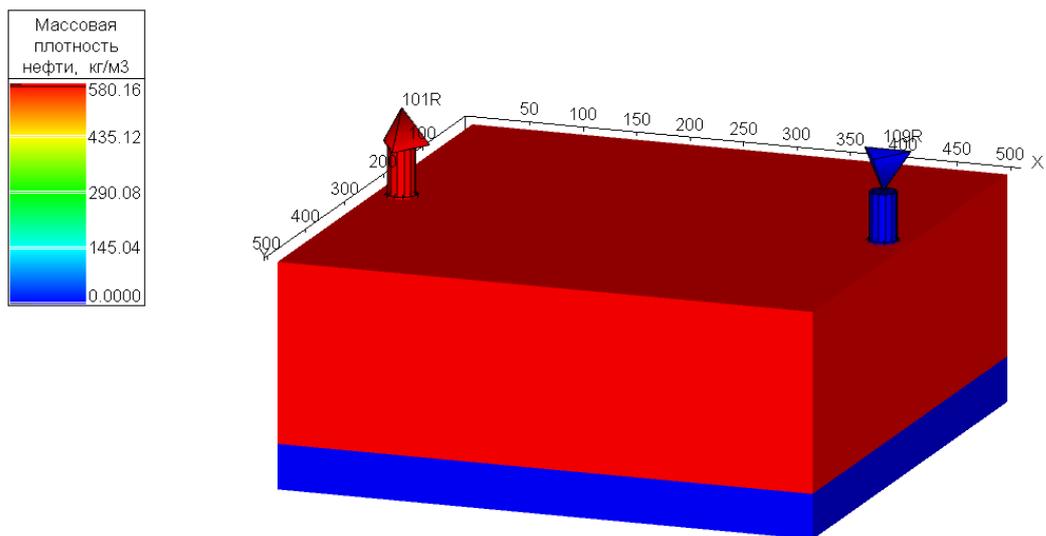


Рисунок 14. Плотность нефти

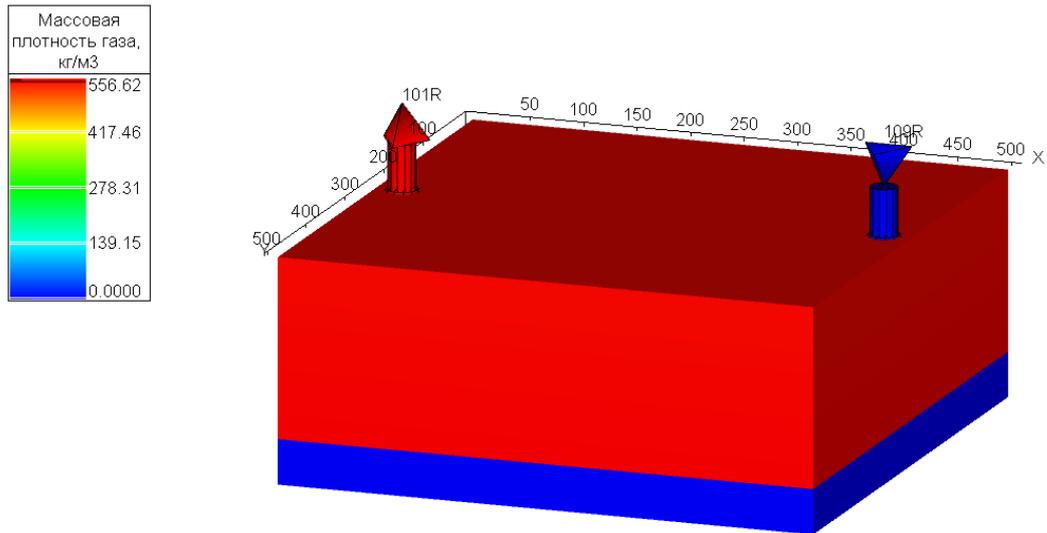


Рисунок 15. Плотность газа

Поверхность водонефтяного контура находится на уровне 945 м.

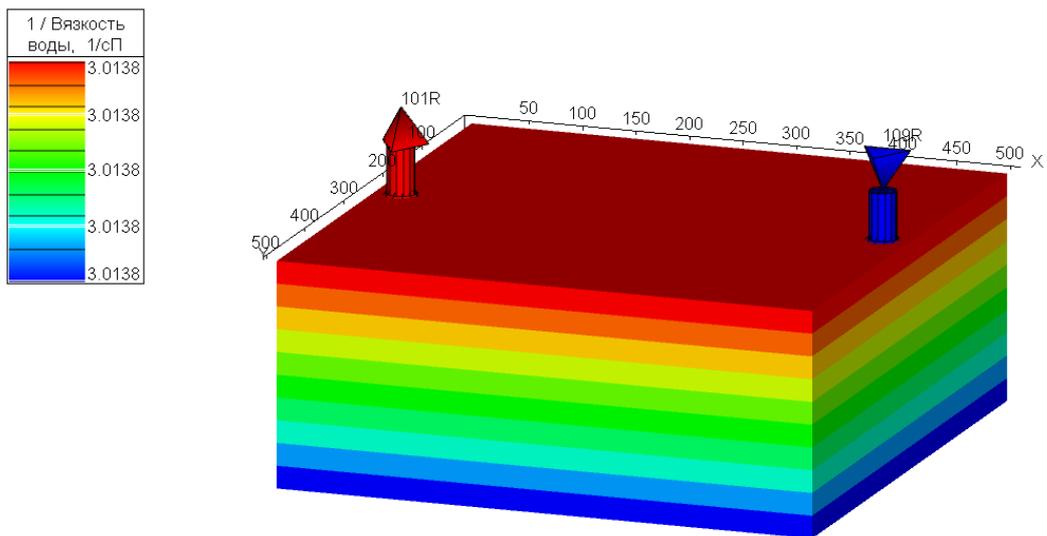


Рисунок 16. Обратная вязкость воды

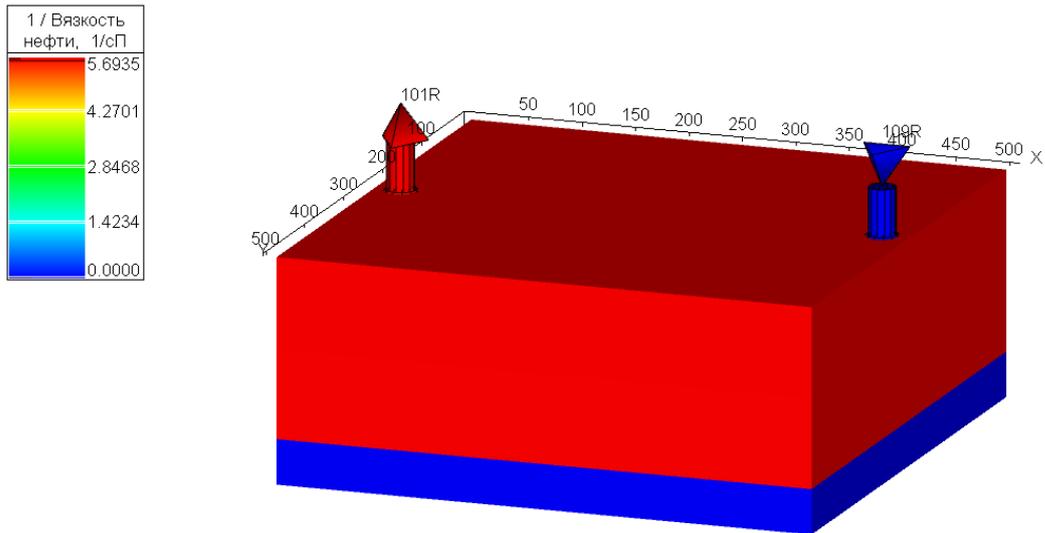


Рисунок 17. Обратная вязкость нефти

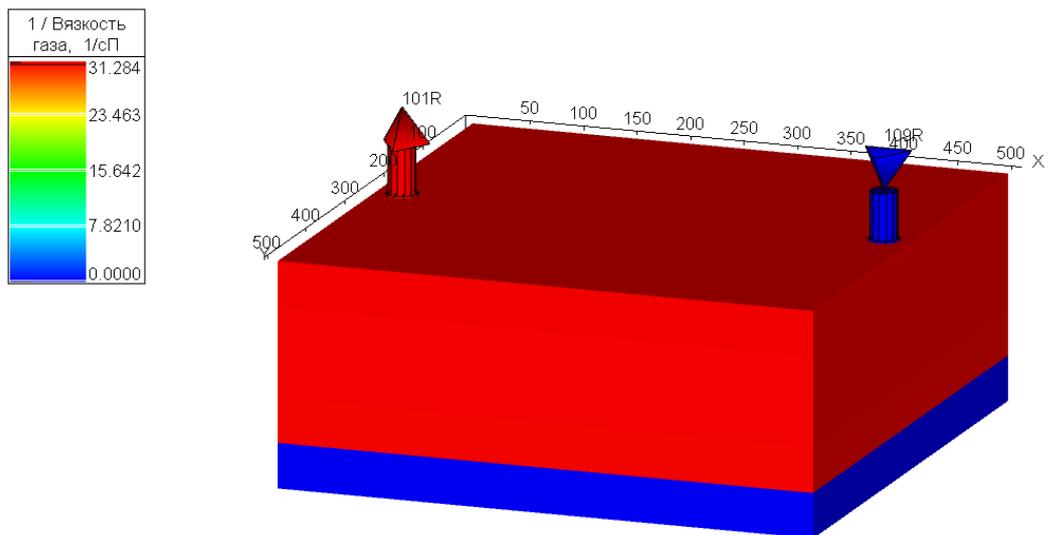


Рисунок 18. Обратная вязкость газа

4.4. Сравнение различных методов водогазового воздействия

Сравнение методов заводнения, совместной закачки воды и газа и чередующаяся на моделях пластов с двумя различными случайными распределениями пористостями и зависимыми от них по формуле 48 значениями абсолютной фазовой проницаемости. В первом случае все ячейки активны и

имеют единичную песчанность. Во втором случае все ячейки активны, но 10% ячеек в случайном порядке имеют нулевую песчанность. В третьем случае 10% ячеек, выбранных случайным образом, не активны и 10% ячеек имеют нулевую песчанность.

Значения накопленной массовой добычи нефти и газа в тоннах за период в 22 года и 8 месяцев в модели, в которой пористость распределена в интервале от 0,1 до 0,15 в случайном порядке, приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2

Накопленная массовая добыча нефти, т

	Случай 1	Случай 2	Случай 3
Добыча при заводнении:	45 677,54	37 791,50	33 150,38
Добыча при совместной закачке воды и газа:	46 248,91	38 188,52	33 390,74
Добыча при чередующейся закачке воды и газа:	47 821,01	39 929,09	34 898,51

Таблица 3

Накопленная массовая добыча газа, т

	Случай 1	Случай 2	Случай 3
Добыча при заводнении:	4 824,14	3 801,41	3 533,35
Добыча при совместной закачке воды и газа:	4 810,94	3 795,48	3 530,41
Добыча при чередующейся закачке воды и газа:	4 789,14	3 772,60	3 514,28

Из моделей следует, что метод вытеснения нефти чередующаяся закачкой воды и газа имеет преимущество перед вытеснением нефти водой и водогазовой смесью.

В модели, в которой значения пористости располагаются в диапазоне от 0,15 до 0,25 в случайном порядке, накопленная за период в 22 года и 8 месяцев массовая добыча нефти и газа в тоннах показана в таблицах 4 и 5 соответственно.

Таблица 4

Накопленная массовая добыча нефти, т

	Случай 1	Случай 2	Случай 3
Добыча при заводнении:	206 817,49	186 444,85	162 294,25
Добыча при совместной закачке воды и газа:	206 772,75	186 448,74	161 820,94
Добыча при чередующейся закачке воды и газа:	257 660,24	225 335,90	193 210,66

При более высоких значениях пористости и абсолютной проницаемости пласта сильнее выражаются преимущества метода чередующейся закачки воды

и газа по добыче нефти по сравнению с заводнением и совместной закачкой, добыча при которых отличается между собой незначительно.

Таблица 5

Накопленная массовая добыча газа, т

	Случай 1	Случай 2	Случай 3
Добыча при заводнении:	43 893,46	41 444,33	35 235,58
Добыча при совместной закачке воды и газ	43 069,38	40 938,71	35 155,28
Добыча при чередующейся закачке воды и	136 810,42	119 319,72	102 571,64

5. ОБЛАСТЬ ПОВЫШЕННОЙ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ

Для описания ОФП нефти в трехфазной системе вода — нефть — газ существуют различные модели. Одними из наиболее распространенных являются модели Стоун 1 и Стоун 2, которые в зависимости от значений насыщенности каждой фазы определяют значения ОФП нефти. Поскольку при одних и тех же значениях насыщенностей ОФП у моделей Стоун 1 и Стоун 2 могут отличаться (Рисунок 19), то возникает неопределенность значения ОФП при

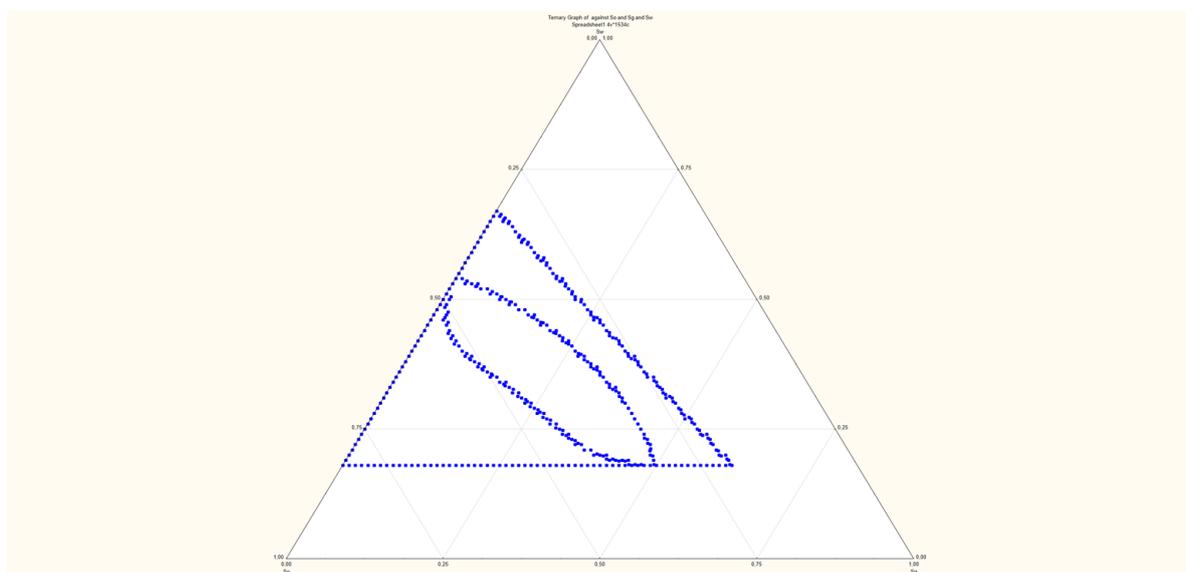


Рисунок 19. Изопермы для моделей Стоун 1 и Стоун 2 при ОФП нефти 0,01 моделировании.

Для того, чтобы попытаться избежать зоны неопределенности, необходимо определить ее границы. Для этого была написана программа, которая определяет границу области, в которой отличие между значениями по моделям Стоун 1 и Стоун 2 станет превышать значение 0,1. Граница области неопределенности представлена на рисунке 20. На рисунке 20 все значения насыщенностей, при которых ОФП по нефти будет отличаться больше чем на 0,1, находятся выше кривой.

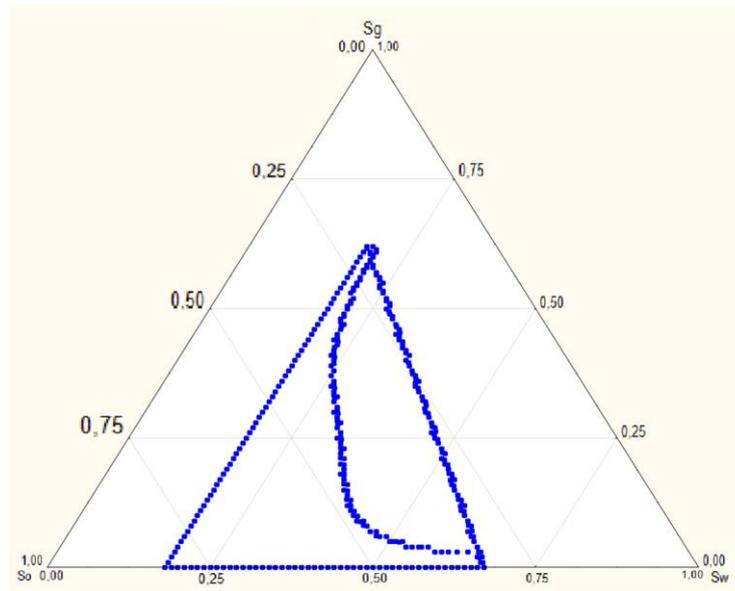


Рисунок 20. Граница области неопределенности между моделями Стоун 1 в модификации Азиза – Саттари и Стоун 2 в гидрофильной среде, значение неопределенности в которой превышает 0,1

Поскольку область повышенной неопределенности ОФП в гидрофильном пласте лежит вблизи от остаточной нефтенасыщенности, то при вытеснении избежать ее очень сложно, так как необходимо добыть максимальное количество нефти. В таком случае нефтенасыщенность за фронтом вытеснения попадает в область неопределенности (Рисунок 21).

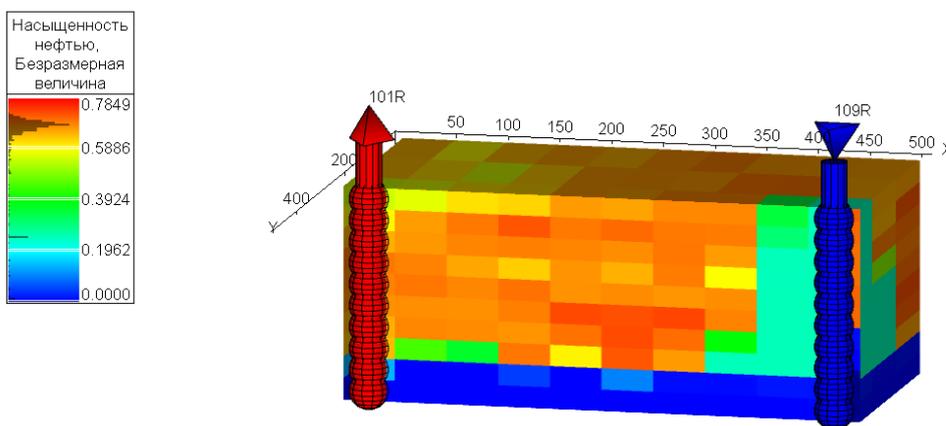


Рисунок 21. Начало вытеснения нефти в гидрофильной породе



В гидрофильных средах смачиваемость двух фаз вода – нефть, нефть – газ и вода – газ внутри капилляров выглядит так, как это показано на рисунке 22. Из рисунка видно, что вода является смачивающей фазой как при контакте вода – газ, так и вода – нефть, это говорит о том, что в трехфазной системе вода – нефть – газ вода является смачивающей фазой.



Рисунок 22. Смачиваемость двух фаз внутри гидрофильного капилляра

Газ не смачивает поверхность капилляров ни при контакте с водой, ни при контакте с нефтью и в системе вода – нефть – газ является не смачивающей фазой. Нефть, поскольку является смачивающей при контакте нефть – газ, но не смачивающей при контакте вода – нефть, имеет промежуточную смачиваемость в трехфазной системе. В системе вода – нефть – газ ОФП фазы, имеющей промежуточное значение смачиваемости определяется уравнением 33 в соответствии с моделью Стоун 1 в интерпретации Азиза – Саттари и уравнением 34 в модели Стоун 2. В обоих случаях определяется ОФП нефти, поскольку в гидрофильной среде именно она имеет промежуточную смачиваемость.

В гидрофобной среде смачиваемости в двухфазных системах будут отличаться от случая с гидрофильной средой (Рисунок 23). Так в системе вода – нефть смачивающей фазой является нефть, а не вода, как в гидрофильной среде. В остальных случаях смачивающими остаются прежние фазы: в системе нефть-газ – нефть, а в системе вода-газ – вода. Получается, что газ, как и в

гидрофильной среде, является несмачивающей фазой.

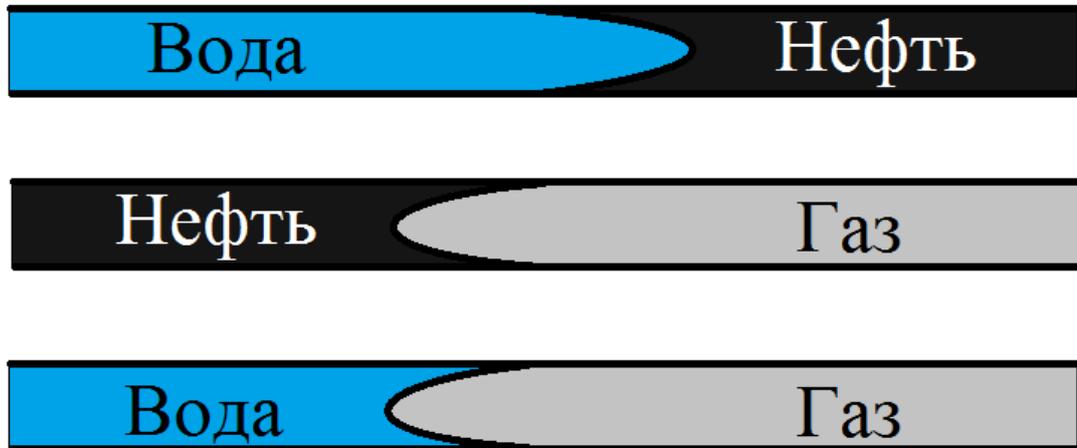


Рисунок 23. Смачиваемость двух фаз внутри гидрофобного капилляра

Смачивающей фазой становится нефть, поскольку смачивает стенки капилляров как при контакте с водой, так и при контакте с газом. Вода обладает промежуточным значением смачиваемости и является смачивающей только в системе вода – газ. Поскольку в гидрофобных средах вода является фазой с промежуточной смачиваемостью, то значение ОФП воды в трехфазной системе вода – нефть – газ должно определяться по формулам, аналогичным тем, по которым определялось значение ОФП нефти в гидрофильной среде. Преобразованное уравнение для определения ОФП воды по модели Стоун 1 в модификации Азиза – Саттари принимает следующий вид:

$$k_{rw} = \frac{S_{we} k_{rw(o)} k_{rw(g)}}{k_{rw(oi)} (1 - S_{oe}) (1 - S_{ge})}. \quad (45)$$

где $k_{rw(o)}$ – ОФП воды в системе вода – нефть, $k_{rw(g)}$ – ОФП воды в системе вода – газ, $k_{rw(oi)}$ – ОФП воды в системе нефть – вода при наличии только остаточной нефти, S_{we} – нормированное на единицу значения водонасыщенности, S_{oe} – нормированное на единицу значения нефтенасыщенности, S_{ge} – нормированное на единицу значения газонасыщенности. Нормированные значения насыщенностей определяются в соответствии с уравнениями:

$$S_{we} = \frac{S_w - S_{wm}}{1 - S_{oi} - S_{wm}}, \quad (46)$$

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{oi}}{1 - S_{oi} - S_{wm}},$$

$$S_{ge} = \frac{S_g}{1 - S_{oi} - S_{wm}}.$$

где S_w – водонасыщенность, S_o – нефтенасыщенность, S_g – газонасыщенность, S_{oi} – остаточная нефтенасыщенность, S_{wm} – остаточная водонасыщенность. Остаточная водонасыщенность в данном случае будет зависеть от газонасыщенности S_g по следующей формуле:

$$S_{wm} = \lambda S_{wro} + (1 - \lambda) S_{wrg} \quad (47)$$

где S_{wro} – остаточная водонасыщенность в двухфазной системе вода – нефть, S_{wrg} – остаточная водонасыщенность в системе вода – газ. Величина λ находится из уравнения:

$$\lambda = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{oi} - S_{wrg}}. \quad (48)$$

Из модели Стоун 2 ОФП воды определяется по формуле:

$$k_{rw} = (k_{rw(o)} + k_{rw(oi)} k_{rw(w)}) (k_{rw(g)} + k_{rw(oi)} k_{rg(w)}) - k_{rw(oi)} (k_{ro(w)} + k_{rg(w)}). \quad (49)$$

Используя вышеописанные уравнения, запишем программу для определения границ области повышенной неопределенности между значениями ОФП воды в гидрофобной среде в моделях Стоун 1 в модификации Азиза – Саттари и Стоун 2.

В результате получаем следующую диаграмму, на которой все значения ОФП воды, в которых неопределенность превышает 0,1, располагаются слева от кривой (Рисунок 24).

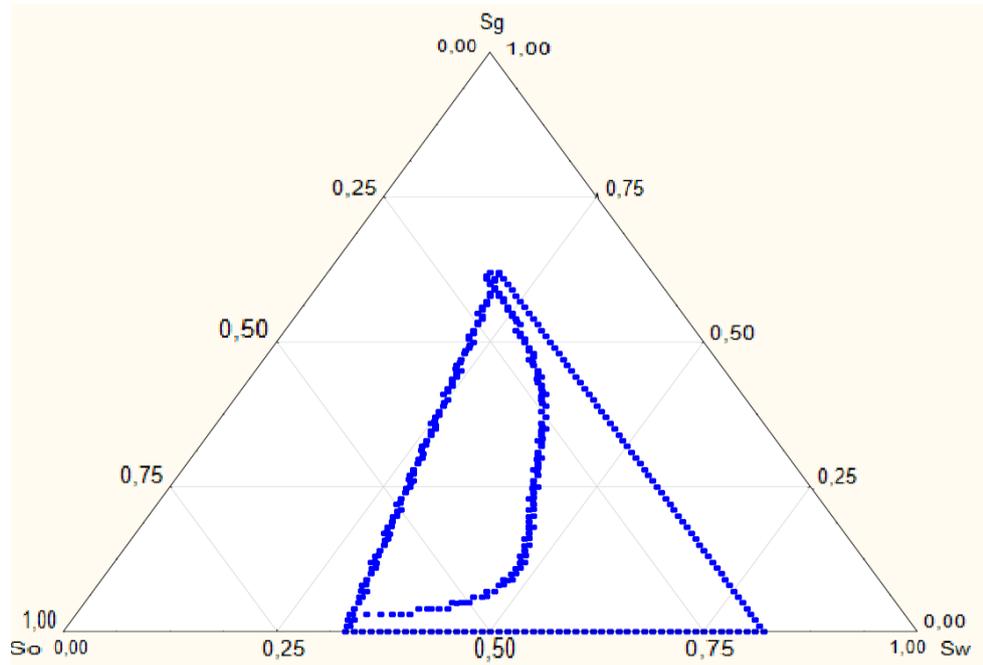


Рисунок 24. Область повышенной неопределенности ОФП воды между моделями Стоун 1 в модификации Азиза – Саттари и Стоун 2 в гидрофобной среде

Из диаграммы видно, что для того, чтобы избежать области повышенной неопределенности, на начальных этапах разработки нефтяного месторождения целесообразнее использовать в качестве вытесняющего агента только воду. При дальнейшей разработке на месторождении можно применять вытеснение водой и газом.

Заключение

В результате выполнения данной работы были получены области неопределённости ОФП, возникающие между моделями Стоун 1 и Стоун 2 для нефти в гидрофильном пласте и для воды в гидрофобном, с использованием модельных значений остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и нулевым значением остаточной газонасыщенности. Показатели степени, необходимые для определения ОФП в двухфазных системах, также имеют модельные значения.

Смоделирован процесс водогазового воздействия на продуктивный пласт с различным количеством активных ячеек и различными значениями абсолютной проницаемости и пористости. Модели были построены на гидродинамическом симуляторе tNavigator для различных вариантов разработки месторождения, позволившими оценить неопределённость в прогнозе добычи продукции.

Было установлено, что по причине того, что на фронте вытеснения значение насыщенности изменяется скачком, то зона за фронтом оказывается в области неопределённости, поскольку в гидрофильном пласте область неопределённости располагается вблизи от значений остаточной нефтенасыщенности. Так как в гидрофобном пласте область неопределённости ОФП воды находится вблизи от значений остаточной нефтенасыщенности, то области неопределённости можно избежать, используя на начальном этапе разработки в качестве вытесняющего агента только воду, а после увеличения значения водонасыщенности в пласте целесообразно применение также и газа.

При моделировании ВГВ методом чередующейся и совместной закачки в пластах с различными значениями пористости и проницаемости, а также различным числом активных ячеек и сравнением результатов с классическим заводнением в тех же условиях, было установлено, что при низких значениях проницаемости и пористости накопленное значение добытой нефти отличается слабо, но по мере увеличения показателей пористости и проницаемости метод чередующейся закачки воды и газа получит наибольшую накопленную добычу нефти.

Выводы

1. Определены области неопределённости относительных фазовых проницаемостей для гидрофильного и гидрофобного коллекторов для модельного случая.
2. Смоделирован процесс водогазового воздействия на гидродинамическом симуляторе tNavigator для различных вариантов разработки месторождения, позволивший оценить неопределённость в прогнозе добычи продукции.
3. Установлено, что для гидрофильных сред при всех вариантах разработки не удаётся избежать области неопределённости относительных фазовых проницаемостей, что возможно только для гидрофобных коллекторов.
4. Показано, что метод чередующейся закачки воды и газа позволяет получить наибольшую накопленную добычу нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Blunt M.J. An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability, Imperial College, 2000. (Дата обращения: 21.09.2020).

2. Steam injection (oil industry), 2020. URL: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.16ae461d-62685880-8ea0d4ae-74722d776562/https/en.wikipedia.org/wiki/Huff_and_puff (Дата обращения 09.04.2022)

3. Александр Алексеев Какая новая технология продлит жизнь нефтяных месторождений России : Газпром нефть, 2018. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-february/1440038/> (Дата обращения: 17.04.2022).

4. Амиров А. А. Обзор применения технологии водогазового воздействия, 2020. URL: <https://moluch.ru/archive/310/70011/> (Дата обращения: 00.00.2022).

5. Афанаскин И.В., Королев А.В., Юдин В.А. Использование метода математического моделирования для оценки влияния смачиваемости пород на нефтеотдачу на примере внутрипластового горения, Москва: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2018. (Дата обращения: 24.04.2022).

6. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М., Подземная гидромеханика. Москва: Недра, 1993. 416 с.

7. Вафин Т. Р., Совершенствование технологии вода газового воздействия на пласт на нестационарном воздействии, 2016.

8. Григорьев, с.39-41: Григорьев. Р. С., Дипломная работа: Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, 2020

9. Джет Р., Проппант. URL: <https://raydget.ru/4327-proppant/#i> (Дата обращения 09.03.2022)

10. Киселев Д.А., Моделирование фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределённости исходных данных, Тюмень: ТюмГУ, 2019.

11. Печерин В. Н., Демченко Н. П., Определение проницаемости горных пород, Ухта: УГТУ, 2014. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga->

opredelenie-pronicaemosti-gornyh-porod.pdf#:~:text=%D0%A0%D (Дата обращения 15.04.2022)

12. Тома А., Саюк Б., Абирова Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи месторождениях легкой и тяжелой нефти, 2017. URL: <https://neftegas.info/upload/iblock/762/7628bfd0fd19b967b432f2bc814a9c2.pdf> (Дата обращения: 07.03.2022).

13. Финаев А. С., Анализ современных технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт, Томск: ТПУ, 2018.

14. Анализ совместных технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт, Москва: Московский горный институт (филиал НИТУ МИСиС), 2018. URL: <https://studfile.net/preview/6849902/> (Дата обращения 17.03.2022)

15. Гидравлический разрыв пласта (ГРП), 2013. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp/> (Дата обращения 20.03.2022)

16. Гидродинамическая модель баженовской свиты при термогазовом и парогазовом воздействии, Долгопрудный: МФТИ, 2015. 50с. URL: <https://studfile.net/preview/4376946/page:5/#7> (Дата обращения 21.02.2022)

17. Нефтенасыщенность пласта. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/533272-neftenasyschennost-plastov/#:~:text=%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%BD> (Дата обращения 25.03.2022)

18. Относительная проницаемость. URL: https://wiki5.ru/wiki/Relative_permeability#Corey-model (Дата обращения . .2022)

19. Относительная проницаемость. URL: https://wiki5.ru/wiki/Relative_permeability#Corey-model (Дата обращения . .2022)

20. Относительная проницаемость (ОФП). URL: https://studopedia.su/10_18063_otnositelnie-fazovie-pronitsaemosti-ofp.html

(Дата обращения 25.02.2022)

21. Относительные фазовые проницаемости при трехфазной фильтрации. Методы получения. Способ задания. URL: <https://studall.org/all3-118679.html>

(Дата обращения 20.02.2022)

22. Подвижность флюидов в пластовых условиях. URL: https://studbooks.net/1181701/geografiya/podvizhnost_flyuidov_plastovyh_usloviyah (Дата обращения 05.03.2022)

23. Проницаемость, 2015. URL: https://studopedia.ru/4_82149_pronitsaemost.html (Дата обращения 05.04.2022)

24. Способы разработки месторождений нефти. URL: <https://vseonefti.ru/upstream/sposoby-razrabotki.html> (Дата обращения 05.04.2022)