

НАО КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТПАЕВА

УДК: 622.32

На правах рукописи

ИСМАИЛОВА ДЖАМИЛЯМ АБДУЛАХАТОВНА

**Совершенствование системы поддержания пластового давления путем
формирования равномерного фронта вытеснения нефти на примере
месторождения Узень**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

д.т.н., профессор, Абдели Дайрабай Жумадилович
Phd, professor, Panfilov Irina Viktorovna

Республика Казахстан
Алматы, 2018

Содержание

	Обозначения и сокращения	4
	Введение	5
1.	Изучение состояния вопроса поддержания пластового давления в неоднородных по проницаемости пластах	8
1.1.	Современные технологии поддержания пластового давления	8
1.2.	Анализ научно-исследовательских работ, направленных на совершенствование системы поддержания пластового давления в неоднородных по проницаемости пластах	27
	Выводы по главе 1	45
2.	Теоретические исследования системы поддержания пластового давления	46
2.1.	Совершенствование технологии закачки воды	47
2.2.	Поддержание пластового давления, направленное на равномерное вытеснение нефти из неоднородного по проницаемости пласта	47
2.3.	Макро - улавливание нефти в слоях различной проницаемости	49
2.4.	Выбор необходимой скорости нагнетания для каждого слоя разной проницаемости	53
2.4.1.	Приток в около скважинной зоне	53
2.4.2.	Течение жидкости в пласте	57
2.5.	Вертикальные перетоки в гидродинамически-связанном пласте	58
	Выводы по главе 2	59
3.	Экспериментальные исследования равномерного профиля вытеснения нефти водой	61
3.1.	Экспериментальная установка	61
3.2.	Матрица планирования эксперимента	62
3.3.	Подготовительные работы	63
3.4.	Методика проведения и результаты эксперимента	64
	Выводы по главе 3	78
4.	Гидродинамическая модель равномерного профиля вытеснения нефти водой	79
4.1.	Математическая формулировка	79
4.2.	Описание модели	79
4.2.1.	Случай А	80
4.2.2.	Случай В	82
4.2.3.	Случай С	83
4.2.4.	Увеличение количества добывающих скважин	84
4.2.4.1.	Случай Д	84
4.2.4.2.	Случай Е	86
4.2.5.	Размеры, полученных перфорационных отверстий	87
4.2.6.	Результаты и Обсуждения	93

4.2.7 .	Ограничения применения технологии	110
	Выводы по главе 4	114
5.	Расчет экономической эффективности	112
	Выводы по главе 5	117
	Заключение	118
	Литература	120
	Приложение	126

Обозначения и сокращения

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОРЗ – одновременно раздельная закачка

ОРЭ – одновременно раздельная эксплуатация

ППД – поддержание пластового давления

РИР – ремонтно-изоляционные работы

E100 – Eclipse black oil

SU – Satbayev University

Sност- насыщенность остаточной нефти

Sвсв – насыщенность связанной воды

Введение

Общая характеристика диссертационного исследования.

Настоящая работа посвящена совершенствованию системы поддержания пластового давления для достижения близкого к равномерному фронту вытеснения нефти в неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторах. Выполненные исследования предлагают модификацию обычного заводнения как наиболее распространенного способа поддержания пластового давления применительно к неоднородным коллекторам, позволяющего значительно снизить обводнение продуктивного пласта.

Актуальность исследования заключается в том, что, несмотря на огромный интерес в области увеличения нефтеизвлечения из неоднородных пластов, до сих пор нет уникальной технологии для контроля продвижения нагнетаемой воды. Основная сложность заключается в геологической неоднородности резервуаров. Данное исследование направлено на снижение пагубного влияния воды, поступающей в зоны с более высокой проницаемостью, и предлагает метод улучшения добычи нефти путем регулирования скорости закачки воды в различные слои пласта.

Технология заключается в использовании специальных перфорированных отверстий на хвостовиках насосно-компрессорных труб, чтобы контролировать скорость подачи воды в разно проницаемые слои и предотвращать неравномерное перемещение нефти. Однородность фронта нагнетания регулируется одновременной закачкой воды разными плотностями перфорированных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы.

Результаты показывают, что регулировка размера перфорированных отверстий на хвостовике насосно-компрессорной трубы позволяет осуществлять более эффективное и равномерное перемещение объемов нефти и уменьшить обводненность эксплуатационных скважин.

Цель и задачи исследования.

Целью работы является совершенствование системы поддержания пластового давления путем разработки нового способа нагнетания воды в неоднородный коллектор.

В рамках настоящего исследования были поставлены и решены следующие задачи

1. Выявление основных характеристик, влияющих на охват пласта воздействием в неоднородных по проницаемости коллекторах.
2. Исследование количества удержанной в неоднородном коллекторе нефти в зависимости от варьирования фильтрационно-емкостных свойств пласта.
3. Разработка технологии, позволяющей оптимизировать и совершенствовать способ закачки воды в неоднородный коллектор, а также выявление основных характеристик предложенной технологии.
4. Конструирование и сбор новой экспериментальной установки, являющейся аналогом предлагаемой технологии и проведение соответствующих исследований на данной установке.

5. Построение гидродинамических моделей применения новой технологии на примере нескольких скважин месторождения Узень.

6. Выявление эффекта и ограничений предлагаемой технологии.

Методы решения задач.

Решение поставленных задач осуществлялось путем проведения теоретических, экспериментальных и численных исследований, анализа результатов с помощью программного обеспечения.

Объектами исследования являются неоднородные пласты 13-15 горизонтов многопластового месторождения Узень.

Предметом исследования является призабойная зона нагнетательных скважин 13-15 горизонтов многопластового месторождения Узень.

Научная новизна работы

В диссертационной работе впервые предложена новая технология равномерного вытеснения нефти из неоднородного пласта; математически выведены необходимые теоретические решения для выбора необходимых технологических характеристик хвостовика насосно-компрессорной трубы в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта коллектора.

Впервые создана экспериментальная установка для проведения экспериментальных исследований применения предлагаемой технологии; а также проведены экспериментальные исследования применения предлагаемой технологии.

Впервые созданы гидродинамические модели применения предлагаемой технологии для нескольких скважин месторождения Узень.

Научно-практическая значимость исследования

Предложена технология по регулированию профиля перемещения нефти в неоднородном коллекторе, которая позволяет повысить эффективность заводнения как одного из методов поддержания пластового давления, снижая при этом обводненность продуктивного горизонта.

Проведено гидродинамическое моделирование использования новой технологии на месторождении Узень, определяющее эффективность и ограничения применения новой технологии на 13-15 горизонтах данного месторождения.

Теоретическая значимость исследований заключается в том, что посредством регулирования расхода воды в разно проницаемые пропластки, увеличивается эффективность заводнения. Особенностью работы является решение ориентированной на практику фундаментальной проблемы, связанной с высокой обводненностью и неравномерному продвижению закачиваемых с целью поддержания пластового давления, агентов по пласту к забою добывающих скважин.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Результаты теоретических и аналитических исследований по выявлению основных характеристик, влияющих на охват пласта воздействием, а также количества удержанной нефти в неоднородных по проницаемости коллекторах

на основе использования основополагающих законов фильтрации флюидов в пористой среде.

2. Условия применения новой технологии, позволяющей осуществлять близкое к равномерному вытеснение в неоднородном по проницаемости пласте, а также основные характеристики и ограничения предложенной технологии.

3. Результаты экспериментальных исследований, позволяющих проверить теоретические решения.

4. Результаты численных исследований новой технологии с учетом варьирования фильтрационно-емкостных свойств пласта и моделирования предлагаемого изменения в системе поддержания пластового давления на месторождении Узень

5. Техничко-технологические расчеты для проведения заводнения в неоднородном коллекторе месторождения Узень (13-15 горизонты)

Личный вклад автора состоит в практическом выполнении работы по обзору литературы по теме диссертационной работы, постановке задач, выработке стратегии исследовательских работ, аналитических исследований по выявлению теоретических решений предлагаемой технологии, проведении экспериментальных исследований, обработке и интерпретации полученных результатов, численных исследований построения гидродинамических моделей, а также подсчету экономического эффекта предлагаемой технологии.

Апробация работы. Материалы диссертации докладывались и обсуждались на международных конференциях:

-XIV Международная научно-практическая конференция «Advances in Science and Technology», (Москва, РФ, 2018)

-XX Международная научно-практическая конференция «World science: problems and innovations», (Пенза, РФ, 2018)

-XXXVII Международная научно-практическая конференция «Actual scientific research», (Москва, РФ, 2018).

-XL Международная конференция «Развитие науки в XXI Столети», (Харьков, Украина, 2018).

Публикации

Основные результаты исследования изложены в 4 статьях в изданиях из перечня, утвержденных Комитетом по контролю в сфере образования и науки Республики Казахстан, 1 журнале, входящем в базу данных «Scopus», 5 тезисах-докладах на международных конференциях.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа изложена на 129 страницах компьютерного текста, состоит из введения, 5 разделов, заключения, списка литературы из 86 наименований, содержит 84 рисунка, 37 таблиц и приложения в виде дополнительных математических расчетов.

1 Изучение состояния вопроса поддержания пластового давления в неоднородных по проницаемости пластах

1.1 Современные технологии поддержания пластового давления

Необходимость в поддержании пластового давления (ППД) резервуара, для увеличения уровня извлечения нефти и более высокой скорости ее добычи, было выявлено операторами еще на ранних этапах истории нефтегазовой отрасли. Операторы понимали, что ППД может дать больший выход нефти, но в то время, новые месторождения открывались и разрабатывались с высоким темпом, так что использование первичных методов нефтеизвлечения было достаточным и превосходило спрос на продукцию. Но, тем не менее, спустя 10 лет после бурения Дрейком скважины, на некоторых месторождениях мира начал наблюдаться спад добычи нефти. Согласно William S.: «Ранний спад темпа добычи в 1869 году наблюдался вследствие не эффективных первичных методов добычи. Не прилагалось никаких усилий для сохранения энергии резервуара; нефть добывалась с максимальным расходом, и газ, добываемый вместе с нефтью, выпускался в воздух или сжигался на факелах»[1]. Это подтолкнуло операторов на применение искусственного метода поддержания давления в пластах. Roy P. Carmack в своей работе, указывает дату первого использования метода увеличения добычи из скважины: «Впервые увеличение нефтеизвлечения из скважин применили в 1869 году в Пенсильвании на месторождении Триумф Пул». Метод, который применили на этом месторождении, назывался - Вакуум-процесс. «Суть метода заключалась в снижении дифференциального давления между пластом и забоем скважины, что способствовало течению нефти в скважину»[1]. «Термин вакуум обычно использовался в нефтегазовой индустрии для обозначения давления, меньшего, чем атмосферное, но не подразумевающее абсолютный вакуум»[2]. С помощью вакуум-метода стало возможным извлекать больше нефти из резервуаров, считавшихся истощенными на тот момент. Но данный метод имел много недостатков, что повлияло на снижение количества его использования и замену вакуум-метода на закачку газа или воды. По William S. главными недостатками данного метода являлись «потеря количества нефти, которая может быть добыта вследствие уменьшения API плотности и объема нефти. Также вакуум должен использоваться постоянно. Применение вакуума на одной скважине принуждало использование вакуума и на соседних скважинах и, в конечном счете, на всем месторождении, так как скважина, работающая на вакууме, выкачивала больше нефти и соседние скважины переставали работать» [2]. Естественно вакуум-метод позволяет получить дополнительную добычу нефти, однако метод не дает полный охват пласта воздействием, так как имеет локальный характер воздействия только на зону дренирования. Для улучшения воздействия на весь пласт необходимо бурение большего количества скважин, работающих на вакууме, что экономически нецелесообразно.

Вследствие недостатков применения вакуум-метода, на замену ему пришел процесс, именуемый закачкой газа или воздуха. Закачка газа в пласт представляет собой закачку углеводородного или другого газа в газовую шапку, когда режимом разработки данного месторождения является режим газовой шапки или режим растворенного газа. «Первая, зарегистрированная попытка получения дополнительной добычи за счет закачки газа, была осуществлена в 1890-1891 годах Джеймсом Д. Динсмуrom на Benton Farm, Vernango County, Пенсильвания» [3] «В 1903 году газ был закачен в песчаники месторождения Максбург (США) под давлением 310 кПа на протяжении 10 дней, вследствие чего объем добываемой нефти увеличился значительно»[1]. «Закачка воздуха началась в 1916 году на месторождении Плизант Канти (США)» [4]. Использование воздуха или газа в качестве вытесняющего агента для увеличения нефтеотдачи продолжало набирать обороты и к середине 1920 года использовалось почти на всех месторождениях Пенсильвании.

Еще одним из первых методов ППД является заводнение, которое по сей день применяется на большинстве месторождений мира, в том числе и Казахстана. Заводнение представляет собой закачку воды в водоносный пласт при водонапорном режиме работы залежи. «Заводнение впервые применили случайно, вследствие того, что нефтяные скважины были не зацементированы и вода с верхних горизонтов начала попадать в скважину»[1]. В 1919 году закачка воды была легализована в США (Пенсильвания). С того времени, обычное заводнение широко используется в нефтяной индустрии и рассматривается как простой и не дорогой метод. Craig (1980) резюмировал причины популярности использования заводнения: «доступность воды, легкость закачивания воды, возможность воды распространяться в продуктивном горизонте, результативность воды перемещать нефть в продуктивном пласте»[5]. Вместе с тем, самый главный недостаток заводнения - недостаточный охват пласта воздействием. В настоящее время, закачка газа, воздуха, воды являются весьма распространенными методами ППД, однако, в силу геологической неоднородности пластов по петрофизическим свойствам, не могут обеспечить полный охват пласта воздействием. Неоднородность пласта по петрофизическим свойствам представляет собой наличие разных по проницаемости каналов и разной пористости. Наличие высокопроницаемых зон в неоднородном резервуаре обеспечивает появление путей для раннего прорыва воды по ним, обходя нефтенасыщенные зоны, что приводит к низкому коэффициенту охвата пласта воздействием и низким коэффициентам нефтеотдачи. Согласно Garland (1966): «Когда вода или другой флюид закачивается под определенным давлением в пласт, он будет искать путь наименьшего сопротивления к добывающей скважине»[6]. При наличии высокопроницаемых зон, большая часть закаченного флюида последует по высокопроницаемому каналу. Большое количество углеводородов останется в зонах меньшей проницаемости. Тем самым, при заводнении большое количество месторождений обводняются, при колоссальных объемах не добытой нефти в слоях более низкой проницаемости.

Для большего охвата пласта при ППД в неоднородных пластах начали разрабатываться физико-химические методы, в особенности пены, полимеры и ASP заводнение.

Одним из первых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с целью большего охвата пласта и поддержания пластового давления является применение пен, которые предложил использовать Fried в 1962 году. С тех пор пены начали набирать всеобщее внимание в нефтегазовой индустрии. Заслуги пен в том, что имея отличные блокирующие качества, могут улучшать подвижность флюидов в пласте. Несмотря на то, что пены изначально были использованы в качестве агентов, блокирующих трещины, препятствующих образованию каналов газа, в настоящее время они используются во многих месторождениях, как агенты увеличивающие охват пласта и механизм вытеснения. «В соответствии с концепцией пен, пены обычно определяются как композиция, содержащая газовую фазу, диспергированной в окружающей среде, такой как вода»[7]. В этом определении, термин «окружающая среда» может быть как единственный состав, так и мульти-состав. Однако пенами с отличным блокирующим эффектом часто являются жесткие пены, называемые как «не текущие пены». При использовании пен для контроля подвижностей флюидов в пласте используются «текущие пены». Наилучший эффект достигается при комбинировании двух эффектов: блокирования каналов и контроля подвижностей. Но изготовление таких пен, которые будут отвечать обоим эффектам, является весьма сложной задачей. «Имеется предложенный R.D.Sydansk & L.L.Schramm метод, при котором в пены добавляется полимер для улучшения силы и стабильности пен»[8]. Стабильность пен очень важна в промысловом использовании, при этом имеется три независимых фактора нестабильности пен: дренаж пены, разрыв жидкостной пленки, межпузырьковая газовая диффузия. «Недавно были предложены микро-пены, пузыри микронных размеров, состоящие из газовой внутренней сердцевины, заключенный в ПАВ, между слоями ПАВ-вязкостная вода, которая увеличивает стабильность пен»[9]. Однако успешность использования пен во многом зависит от стабильности пен и транспорта пен в пористой среде. Несмотря на многочисленные исследования, до сих пор не полностью понят механизм течения пен в неоднородном резервуаре. Первое зарегистрированное использование полимерного заводнения относится к 80-х годам XX столетия (США). Но из-за недостатка определенных исследований пласта результаты оказались отрицательными. Возобновление интереса к полимерному заводнению началось в 90-х годах прошлого века в Китае на месторождении Daqing. В 1989 году полимерное заводнение показало прирост в 11% по сравнению с обычным заводнением на данном месторождении. Данный вид заводнения успешно использовался как метод увеличения нефтеотдачи (МУН) несколько десятилетий во многих месторождениях, таких как Daqing, Shengli в Китае (Wang и др.)[10]. Полимеры улучшают контроль подвижностей, увеличивая вязкость воды и тем самым уменьшая проницаемость по воде. Согласно Needham (1987) «полимерное заводнение преимущественней обычного, вслед-

ствие трех причин: исходя из эффекта полимеров на фракционном потоке 2) уменьшение мобильности вода/нефть, 3) отведение закаченной воды из зон, уже охваченных воздействием»[11]. Из-за длинных цепей полимеров, встает вопрос о возможной закупорке некоторых малых в диаметре пор пласта молекулами полимеров, однако согласно Norfarisha Achim и др.: «Молекулы полимера размером в микроны или субмикроны должны не загрязнять пласт и не закупоривать поры»[12]. Однако закупорка пор имеет место, так как имеются размеры пор, меньше микронов. Также существуют полимер-гели, вязкостные гели, которые используются в качестве блокирующего агента в высокопроницаемых каналах. Однако свойства гелей и время загущения все еще нуждаются в тщательном контроле и изучении. Анализируя использование полимерного заводнения, можно сделать вывод, в необходимости больших исследований реологических свойств полимеров, а также локальной и глобальной неоднородности пласта. Удерживание полимера в пористой среде значительно влияет на транспорт полимера в неоднородном резервуаре. По В. Choi и др.: «Удерживание полимера в пористой среде представляет собой адсорбцию, механическое улавливание и гидродинамическое удерживание»[13]. Механическое улавливание и гидродинамическое удержание взаимосвязаны и происходят при течении в пористой среде. «Удерживание и механическое улавливание происходит, когда большие молекулы полимера застревают в узких каналах пласта» (Willhite & Dominguez 1977)[14]. Cartmill & Dickey (1970) исследовали, что «огромное количество эмульсии сохраняется в пласте, соединенной между двумя различными по проницаемости зонами, с максимальным сохранением в низкопроницаемой зоне»[15]. «Когда эмульсия закачивается в пористую среду, капли сохраняются в порах и проницаемость наоборот уменьшается. Капли не только блокируют поры, меньшие по размеру, чем сами капли, но они еще захватывают стенки пор и расщелины» [16].

Также существуют ограничения применения полимеров. Так, например, применение полимеров возможно при температуре пласта меньше чем 90⁰С (при большей температуре начинается деструкция ПАА), также при низкой минерализации пластовой воды (при высокой минерализации происходит разрушение структуры полимерного раствора). При этом нагнетание полимерного раствора в низкопроницаемые коллекторы ($k < 0,04$ мкм²) технически не осуществимо из-за высокого давления. Высокая проницаемость пород, связанная с наличием в них крупных каналов фильтрации и значительная вязкость нефти, ее активность на границах раздела фаз и гидрофилизация поверхности также ограничивают применение полимерных растворов. Прирост КИН возможен в несколько процентов. К недостаткам данного метода можно отнести: потери в породах из-за адсорбции, образования ловушек, реакций с солями, потеря приемистости, недостаточный контроль продвижения, значительный сдвиг скорости (вблизи скважины), старение, образование связей, закупоривание пластов, частое применение на слишком поздней стадии заводнения, что в значительной степени снижает эффективность.

«ASP заводнение впервые предложил в 1984 году Nelson» [17]. ASP это комбинированный процесс, в котором, щелочи, ПАВ и полимеры закачиваются в одной оторочке. Роль полимеров в ASP заводнении заключается в улучшении охвата пласта воздействием. «Добавление ПАВ в нагнетаемую воду снижает межфазное натяжение вода/нефть, изменяет смачиваемость, что было известно с 1927 года» [18]. Преимущества ПАВ в низкой стоимости, широком спектре свойств и наличия сырья в большом количестве. Самый большой недостаток заводнения мало концентрированными растворами ПАВ, заключается в относительно большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе. «Щелочь генерирует мыло в резервуаре путем реакции между щелочью и нафтеновой кислотой в сырой нефти» [19]. Первичной целью использования щелочи было уменьшение адсорбции ПАВ в процессе вытеснения. Однако не все нефти имеют достаточное количество кислоты для того, чтобы данный процесс работал. Для щелочного заводнения ограничивающими факторами является недостаточная активность нефти, содержание солей в воде и глин в породе, что приводит к увеличению расхода щелочи и снижению эффективности вытеснения нефти, по сравнению с обычной водой, вплоть до нуля. В пластах, содержащих гипс, возможно растворение его щелочью и последующее отложение в призабойных зонах, скважинах и оборудовании. Щелочное заводнение является дорогостоящим, потому что высокий pH химических реагентов используются при концентрациях больших, чем 5%. Также возможен риск образования накипи при щелочном заводнении.

Общий сдерживающий фактор применения физико-химических МУН – стоимость химического сырья. Незначительный положительный технологический эффект (например, при использовании полимерного заводнения) может быть перечёркнут отрицательным экономическим.

При всем разнообразии методов воздействия на неоднородные пласты имеются определенные ограничения такие как, высокая глинистость коллектора (содержание глин более 10% - снижает эффективность применения из-за большой адсорбции химических продуктов и обеднения закачиваемых растворов химическими реагентами), большое содержание в воде солей кальция и магния, вследствие образования осадков, адсорбции химических реагентов и снижения вытесняющей способности растворов.

Кроме физико-химических методов контроля охвата пласта воздействием, повсеместно используются и различные методы заканчивания. Так как изменение проницаемости резервуара увеличивается с глубиной, агент, закачиваемый из нагнетательной скважины будет иметь неровную подачу его в пласт, что приведет к раннему прорыву воды или газа, неполному охвату пласта. Данная проблема считается более серьезной для горизонтальных скважин в неоднородных резервуарах. «Современное заканчивание скважин (подземные устройства контроля подачи агента-клапаны, перфорации различными плотно-

стями) используются для решения данных проблем, но полного решения и оптимального охвата воздействием в данное время нет» [20].

Лучшее понимание неоднородности пласта по проницаемости и совершенствование методов, направленных на больший охват пласта воздействием позволит увеличить коэффициент нефтеизвлечения, а также решить проблему избыточной добычи воды, прорвавшейся по высокопроницаемым каналам.

Большую сложность в реализации ППД возникает при применении данных методов на месторождениях с неоднородными по проницаемости свойствами. На данный момент в мировом развитии ППД лидируют страны Запада, а также Китай.

В Республике Казахстан многие месторождения характеризуются высокой неоднородностью пластов. Для их разработки наиболее эффективной является технология выравнивания профиля нагнетания и вовлечения в разработку ранее не дренируемых зон.

Залежи нефти большинства месторождений Казахстана многопластовые с высокой послойной неоднородностью пород по проницаемости и малыми эффективными нефтенасыщенными толщинами. Ряд месторождений характеризуется гидродинамической связью между пластами-коллекторами, обусловленной слиянием пластов или небольшой толщиной разделов между ними с наличием систем трещин. Рассмотрим существующие технологии ППД на месторождениях Казахстана.

Месторождение Узень

Месторождение Узень расположено в степной части Южного Мангышлака. Месторождение также характеризуется высокой неоднородностью продуктивных горизонтов. Неоднородность коллекторских свойств обусловлена чередованием хорошо проницаемых пород с практически не проницаемыми прослоями глины.

Разработка месторождения Узень осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт. В качестве рабочего агента при закачке используется сточная вода с месторождения Узень и морская вода. Но ввиду высокой неоднородности наблюдается прорыв воды по высокопроницаемым каналам и рост обводненности на месторождении. «Среднегодовая обводненность за 2015 год составляет 87,9%. Больше половины действующего фонда добывающих скважин (60,5%) относится к категории высоко обводнённых, т. е. содержанием попутной воды более 90%» [22].

Существующая система заводнения для поддержания пластового давления (ППД) по месторождению Узень включает в себя: блочные кустовые насосные станции (БКНС), распределительные блок гребенки (БГ), водораспределительные блоки (ВРБ), высоконапорные и разводящие водоводы. Для учета расхода закачиваемой воды каждый БКНС обеспечен счетчиками системы «Метран». «Система ППД на месторождении Узень функционирует следующим образом: вода с приемных коллекторов под давлением 0,5 МПа по водоподводящим трубопроводам поступает на БКНС, где, пройдя блок фильтрации

и водомерный узел, центробежными насосами типа ЦНС-180/1422 через ВРБ и БГ по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 10,5-14,0 МПа» [22].

Причиной высокой обводненности на месторождении является прорыв-нагнетаемой воды по высоко-проницаемым каналам, вследствие высокой неоднородности пласта (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Распределение проницаемостей по горизонтам [22]

Объект (горизонт)	Проницаемость,	
	10^{-3} мкм^2	
	Среднее значение/диапазон изменения	
	проект	текущие
I (13)	118	102
	(8-311)	(5-571)
II (14)	88	71
	(5-532)	(5,3-321)
III (15)	94	86,8
	(6-702)	(6,4-316)
IV (16)	116	117,2
	(20-960)	(17,9-1610)
V (17)	174	165
	(5-720)	(4-351)
VI (18)	179	90,5
	(15-960)	(14,4-110)

Нагнетание воды происходит с торца НКТ, который находится на кровле пласта. Нагнетание производится полностью по горизонту, при этом по высокопроницаемым каналам происходит преждевременное обводнение.

На месторождении ввиду высокой неоднородности по ФЭС, для создания более равномерного фронта вытеснения применяются потокоотклоняющие технологии (ПОТ). «На месторождении Узень в 2014г. обработано 226 нагнетательных скважин технологией ПОТ». Данные технологии осуществляются тремя компаниями. Технология ПОТ ТОО Ойл Сمارт Технолоджиз: «основана на закачке в нагнетательные скважины 100 м^3 гелиевого состава, состоящего из

водонабухающего полимера (поликар) и сшивающего агента (хромкалиевые квасцы)»[22]. «Проведено 139 скважинных операций, из которых, 93 (67%) - с положительным результатом, 46 (33%) – с отрицательным результатом. На 93 скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,5 раза (с 361 до 231 м³/сут) и на 46-ти скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,1 раза (с 320 до 368 м³/сут)»[22].

Технология (ПОТ) компании ТОО Сармат-Энерджиз «основана на закачке в нагнетательные скважины реагента «Темпоскрин-Люкс» на технической воде в объеме 160 м³. Последовательность закачки данного объема состоит из трех этапов: «1). Закачивается 40 м³ 0,75 % реагента «Темпоскрин-Люкс» (расход 300кг) и продавливается в скважину технической водой в объеме 10 м³. 2). Закачивается 60 м³ 0,75 % реагента «Темпоскрин-Люкс» (расход 450кг) и продавливается в скважину технической водой в объеме 10 м³. 3). Закачивается 60 м³ 0,75 % реагента «Темпоскрин-Люкс» (расход 450кг) и продавливается в скважину технической водой в объеме 10 м³. Далее скважина закрывается на гелеобразование на 12 часов»[6]. «Проведено 5 скважинных операций, из которых, 2 (40%) - с положительным результатом, 3 (60%) – с отрицательным результатом. На 2 скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,2 раза (с 278 до 232 м³/сут) и на 3-х скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,1 раза (с 203 до 231 м³/сут)»[22].

Технология (ПОТ) компании ТОО ОТО-Пром «основана на закачке в нагнетательные скважины 250 м³ полимерной пульпы (ПАА) со сшивателем (АХ) в 2 цикла в следующей последовательности: 1) 150 м³ композиции, в том числе: 0,4% пульпа- 4,0 кг/м³ (расход ПАА 600кг); 0,040% раствор АХ в пульпе ПАА-2,67 л/м³ (расход АХ-120кг (45%) или 400л (15%)); 2). 100 м³ композиции, в том числе: 0,4% пульпа ПАА- 4,0 кг/м³ (расход ПАА 400кг) и 0,05% раствор АХ в пульпе ПАА-3,33 л/м³ (расход АХ-100кг (45%) или 333,3л (15%)). Затем композиция продавливается в пласт технической водой в объеме 10 м³ и скважина закрывается на гелеобразование на 48 часов» [6]. «Проведено 82 скважинных операций, из которых, 51(62%) - с положительным результатом, 31(38%) – с отрицательным результатом. На 51-ой скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,4 раза (с 315 до 230 м³/сут) и на 31 -ой скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,4 раза (с 247 до 350 м³/сут)»[22].

Продолжительность эффекта на месторождении Узень обусловлена не только продолжительностью жизни закачиваемой в пласт композиции, но прежде всего геолого-гидродинамическими условиями участка проведения работ. «Об этом свидетельствует тот факт, что при одинаковых объемах закачки одних и тех же композиций, работающих в одинаковых термодинамических условиях, продолжительность эффекта в условиях месторождения Узень изменялась от 4 до 21 месяца. При этом неизвестно, почему закончился эффект - разрушился гель или вновь образовались промытые зоны»[22].

Таким образом, система ППД на месторождении представляет собой закачку воды, после применения технологий ПОТ на нагнетательных скважинах. Технологии ПОТ для выравнивания профиля закачки воды имеют положительный результат при закупоривании высоко-проницаемых промытых каналов, тем самым вода, закаченная после ПОТ, способна вытеснить нефть из ранее не дренируемых менее проницаемых зон. Однако как было указано выше при закачке гелей имеются такие неблагоприятные эффекты, как удерживание полимера в порах пласта, адсорбция. Тем самым, полимер-гели, закаченные в пласт, закупоривая высокопроницаемые каналы, вполне могут закупорить и менее проницаемые зоны; тем более распределение проницаемостей по пласту неоднородно, то есть высокопроницаемый канал имеет также некоторые зоны с меньшей проницаемостью, которые могут закупориться гелем. Возможно этот эффект и объясняет отрицательный результат по 80 нагнетательным скважинам (из 226). Более того, технологии ПОТ могут привести к потере ФЕС пласта, имея в виду, что в некоторых зонах все еще остается нефть, в этом случае последняя останется не выработанной. Закаченная вода, после технологии ПОТ, будет продолжать искать пути наименьшего сопротивления к добывающей скважине. Тем самым, средне-проницаемые зоны будут выработаны, оставляя при этом нефть в низко-проницаемых зонах. При этом операции ПОТ необходимо будет повторять для того, чтобы закупорить обводнившиеся средне-проницаемые зоны и последующей выработки нефти из низко-проницаемых зон, что приведет к дополнительным расходам и большему нарушению ФЕС пласта. Известно, что «в марте 2015 года в Центре научных лабораторных исследований АО «КазНИПИМунайгаз» выполнена работа «Оценка и научное обоснование применения полимеров для заводнения участков залежей Узень и Карамандыбас»[22]. Согласно эксперименту, проведенному на 8 образцах керна по скважине 9147 месторождения Узень, наилучшую эффективность показал полимер «Flораат 3630S AL-888» [22].

Месторождение Кумколь

Газонефтяное месторождение является самым крупным в Арыскупском прогибе. Месторождение является неоднородным. Проницаемость варьируется от 0,002 до 12,8 и больше мкм². «Одной из важнейших проблем, в процессе разработки месторождения Кумколь является ограничение притока воды к забоям добывающих скважин, и регулированию закачки воды по толщине заводняемых пластов в водонагнетательных скважинах»[23]. Распределение проницаемостей по горизонту М-11 показано на рисунке 1.1.

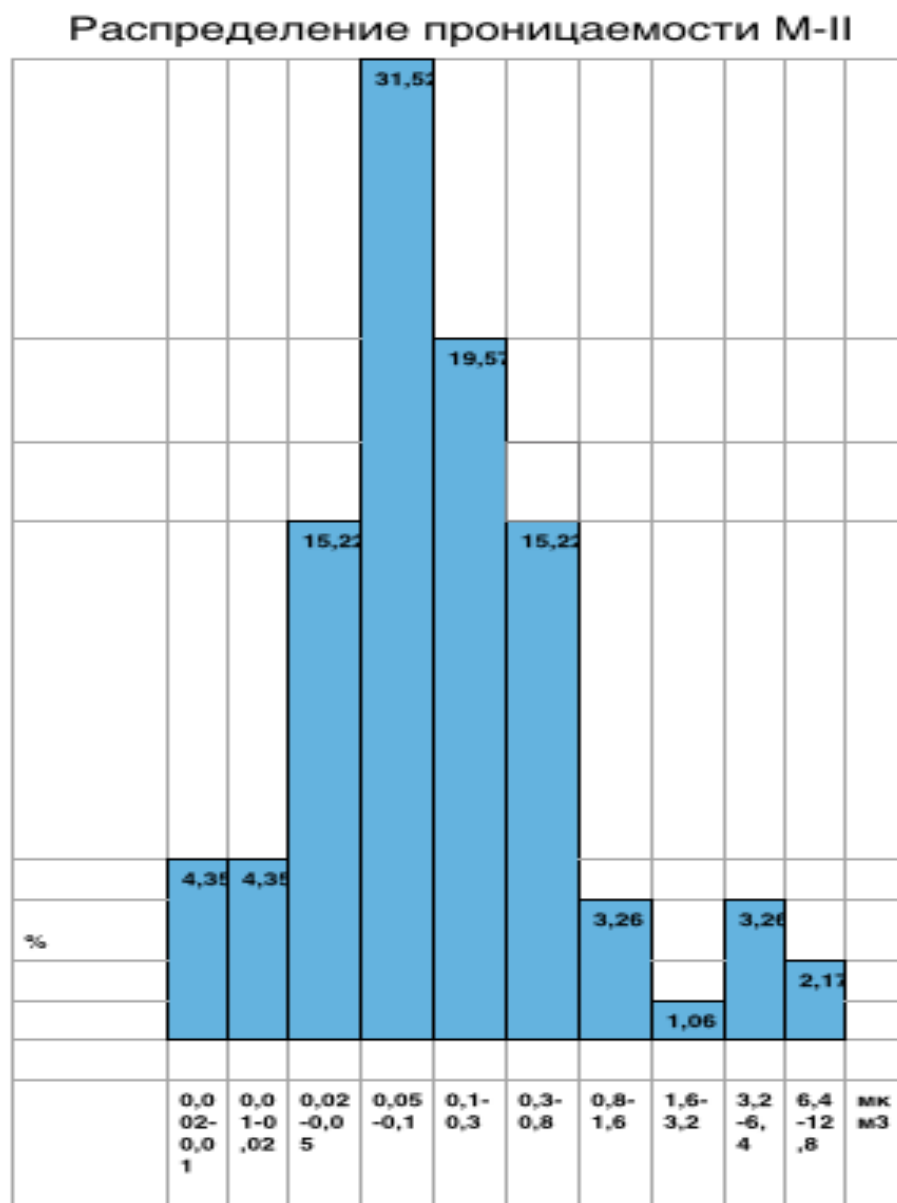


Рисунок 1.1 - Гистограмма проницаемостей горизонта М-11 месторождения Кумколь (мкм²) [23]

В настоящее время основные методы воздействия на продуктивные пласты базируются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов площадного, законтурного, внутриконтурного и других систем заводнения. Применяется также закачка газа (скважины для закачки газа). Для выравнивания профиля нагнетания проводились закачки ВУС (вязко-упругих систем). Однако, «информация по технологии и типу гелей, полимеров весьма лаконична и известна только из отчетов» [23].

«В системе ППД на территории АО «ТП» месторождения Кумколь в качестве рабочего агента применяется сточная нефтепромысловая вода, альбеноманская, турон-сенонская и сенон-палеоценовая вода с технического водозабора» [23]. «Водозаборные снабжены глубиннонасосным оборудованием

Grundfos SP 46-21N, Grundfos SP 60-13N, Grundfos SP 17-14, Grundfos SQ 5-70»[23].

«В системе ППД на территории АО «ПККР» месторождения Кумколь в качестве рабочего агента применяется сточная нефтепромысловая вода, образующаяся при расслоении водонефтяной эмульсии в ЦКППН и УПСВ и закачка газа»[23].

«На контрактной территории АО «Тургай Петролеум» месторождения Кумколь в 2011 г. с июля по ноябрь на отдельных участках горизонтов М-1-2 и Ю-1-2 проводилось циклическое заводнение. С 15.04.2012 начато нестационарное заводнение (НЗ) на основном участке первого эксплуатационного объекта с пятисуточной периодичностью отключения групп нагнетательных скважин. В виду технических проблем нестационарное заводнение осуществлялось в апреле - мае и сентябре-октябре 2012 года, что по продолжительности составляет половину от проектного времени применения НЗ»[23].

Нагнетание воды производится, несмотря на высокую неоднородность с торца НКТ, находящегося на кровле горизонта по всему горизонту в целом (рисунок 1.2). То есть имеет место преждевременное обводнение по высокопроницаемым каналам.

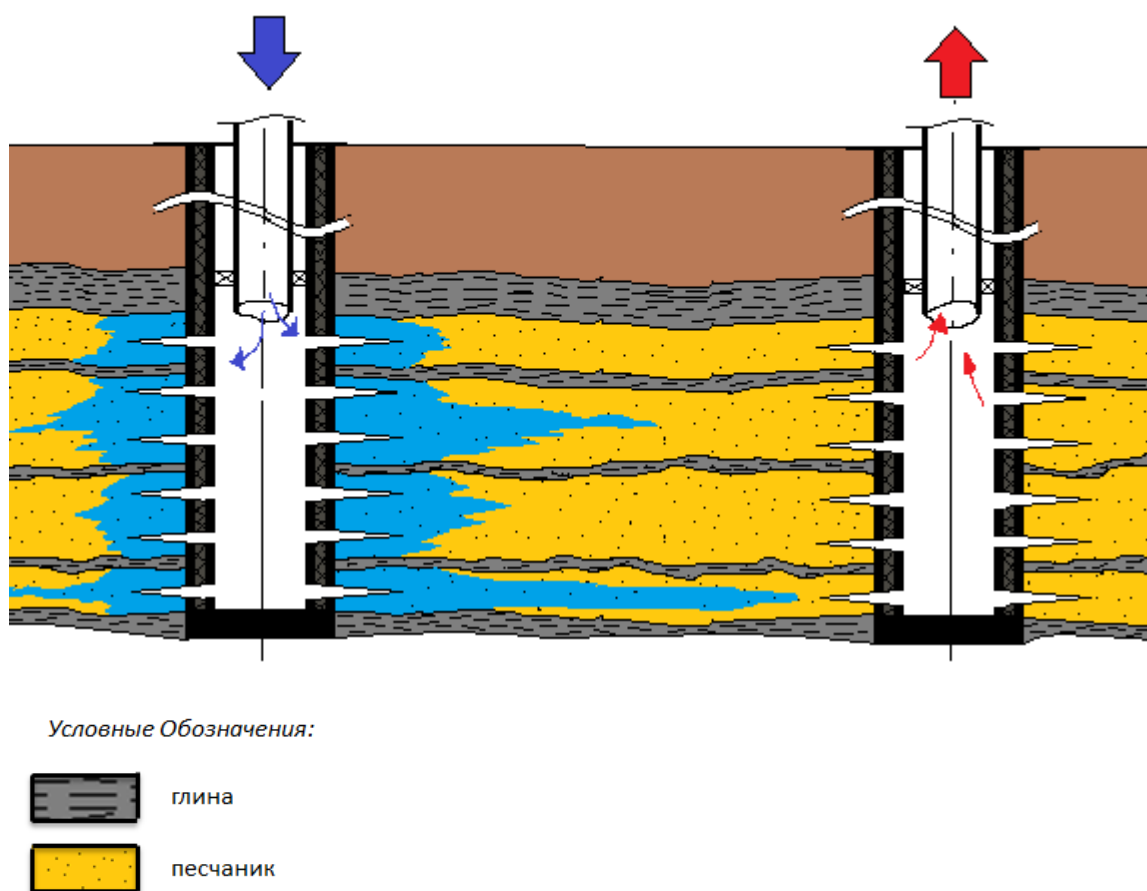


Рисунок 1.2 - Схема нагнетания воды в горизонт М11 месторождения Кумколь

С середины лета 2015 года на месторождении началась (ОРЗ) одновременно раздельная закачка) для разных эксплуатационных объектов (рисунок 1.3).

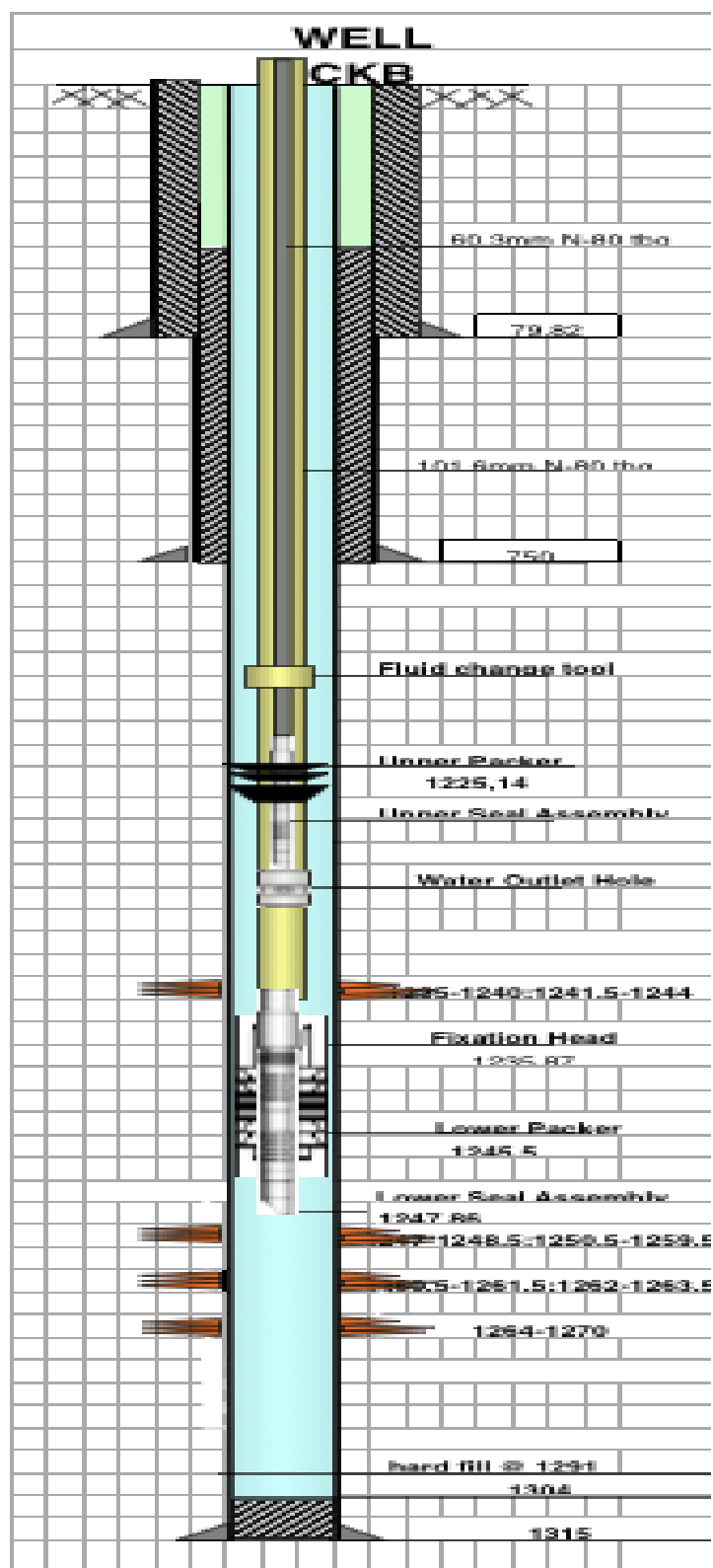


Рисунок 1.3 - Схема нагнетательной скважины для одновременно раздельной закачки (ОРЗ) [23]

Однако результатов по ОРЗ не имеется, что делает невозможным анализирование данной технологии. Также является сложным анализ применения технологий ПОТ на месторождении, вследствие недостаточных и лаконичных данных. Однако, несмотря на это, обводненность на месторождении в целом остается высокой, что свидетельствует о недостаточной эффективности применяемых методов.

Месторождение Арман

Нефтегазовое месторождение Арман расположено в северо-западной части полуострова Бузачи. Коллекторами на месторождении являются песчаники. Сложный характер распространения коллекторов по площади и по разрезу определяет высокую неоднородность продуктивной толщи. «Диапазоны изменения проницаемостей варьируются в широких пределах: $69,04-3272,91 \cdot 10^{-3}$ мкм² (горизонт Ю-10); $3,65-995,65 \cdot 10^{-3}$ мкм² (горизонт Ю-7); $5,27-137,61 \cdot 10^{-3}$ мкм² (горизонт Ю-1). Так нижний предел проницаемости установлен $3 \cdot 10^{-3}$ мкм²»[24].

Поддержание пластового давления на месторождении Арман осуществляется путем закачки воды в пласт с целью вытеснения углеводородов из продуктивных пластов.

«Для реализации системы ППД, в соответствии с действующим проектом, была принята приконтурная схема заводнения»[24].

«Нагнетательные скважины оборудованы НКТ диаметром 3,5 дюйма, с глубиной спуска от 1409 м до 1802 м»[24]. Закачка воды регулируется сменными штуцерами. В некоторых скважинах для изоляции от нарушенных эксплуатационных колонн и изоляции газа установлены разобщающие пакера. «Объем закачки воды в нагнетательные скважины в среднем по горизонтам изменяется от 32 до 1500 м³/сут при изменении давления закачки на устье скважины от 6,2 до 7,4 МПа. Приемистость нагнетательных скважин изменяется в диапазоне от 14 м³/сут до 1500 м³/сут и более»[24].

«На ЦПУ-2 для закачки воды установлены два горизонтальных центробежных насоса типа «REDA» мощностью 1287 м³/сут каждый, два триплексных плунжерных насоса типа «Cordner-Daver» мощностью 557 м³/сут и один квинтиплексный (пятицилиндровый) плунжерный насос типа «CASO» мощностью 1369 м³/сут»[24].

Так как месторождение весьма неоднородное, более того находится на третьей стадии разработки, характеризуется высокой обводненностью (на 2009 г- 92,3%). Вследствие того, что на месторождении принята приконтурная система заводнения в качестве ППД, наблюдается рост обводненности с одновременным спадом темпа добычи нефти. При этом слабо-дренируемые участки, вследствие низких и средних проницаемостей, остаются не вовлеченными в разработку. Закачиваемая вода продолжает поступать в добывающие скважины по наиболее проницаемым промытым каналам, обводненность продолжает расти.

Согласно описанию работ на 2017 год, на месторождении планируется применить ПОТ. «Технологии могут применяться для объектов с проницаемостями в диапазоне до 2-4 мкм². Нижний предел проницаемости не менее 0,01мкм²»[24]. «При обводненности более 90% рентабельность применения технологии воздействия резко снижается»[24]. Однако нижний предел проницаемости на месторождении составляет $3 \cdot 10^{-3}$ мкм², что может быть неприемлемым для использования данной технологии. Согласно предлагаемой технологии: «На объектах II и III - применение комплексного воздействия ПОТ на основе полимерных композиций MPS REIS и нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ РУН-1» [24]. «Сущность технологии заключается в последовательной закачке ПОТ и нефтевытесняющих композиций» [24]. «Технология MPS REIS в сочетании с различными кислоторастворимыми наполнителями была применена на 3-х нагнетательных скважинах в 2016 году. Накопленная дополнительная добыча нефти в целом по участку работ составила 1072т за период оценки 4 месяца после проведения работ, эффект продолжается»[24]. Более полных данных по результатам использованной технологии ПОТ не имеется, поэтому не представляется возможным проанализировать эффект от применения технологии. Однако, согласно распределению проницаемостей на месторождении, является очевидным, что полимер-гели закупорят поры меньшие по размеру чем 0,01мкм², что приведет к ухудшению ФЕС пласта и невозможности добычи нефти из закупоренных участков. То есть эффект от ПОТ имеется, благодаря вовлечению в разработку менее проницаемых пластов, однако наименее проницаемые, полностью закупорившись, оставят нефть не извлекаемой в данных зонах. Тем самым, делая ПОТ последней стадией разработки на месторождении.

Месторождение Каламкас

Месторождение Каламкас расположено в северной части полуострова Бузачи. На месторождении коллекторами являются песчаники и алевролиты. Толща сложена неравномерным переслаиванием алевролитов и глин.

Реализуемая система разработки объектов представляет собой в основном 9-точечную схему заводнения. «На месторождении принята площадная схема заводнения»[24]. «На отдельных узких полосообразных стратиграфически-экранированных участках горизонтов реализуется избирательная система заводнения. На газонефтяных объектах с газовой шапкой реализуется барьерное заводнение закачкой воды по контуру газонефтяного контакта»[25].

На большинстве горизонтов используется закачка полиакриламида (ПАА) для выравнивания профиля вытеснения. «С начала разработки месторождения накопленная закачка вытесняющего агента составила 744147,0 тыс м³, из них 12423,2 тыс м³ ПАА»[25].

Современное состояние разработки месторождения Каламкас характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции (от 83,2 до 94,7 %), что свидетельствует о том, что не весь объем, закачиваемой в пласт, воды расходу-

ется на замещение нефти, в то время как другая движется к добывающим скважинам по промытым каналам.

С 2006 года на месторождении растет доля скважин с обводненностью больше 90%. Это говорит о том, что несмотря на закачку определенного объема ПАА, наиболее проницаемые участки обводняются в первую очередь, оставляя нефть в слабо-дренируемых зонах пласта. Более того, нижний предел проницаемости на месторождении в среднем принят $0,001 \text{ мкм}^2$. ПАА нельзя применять при проницаемостях меньших чем $0,04 \text{ мкм}^2$. В данном случае, молекулы ПАА закупорят низко-проницаемые зоны пласта.

Российская Федерация

В Российской Федерации при разработке неоднородных по проницаемости горизонтов также имеется практика применения одновременно-раздельной закачки ОРЗ (рисунок 1.4). «Модули ОРЗ позволяют обеспечить дифференцированное воздействие (от частичного ограничения закачки до полного прекращения закачка воды, по меньшей мере, в один из пластов) на различные эксплуатационные объекты (интервалы и/или участки пласта) в зависимости от их конкретного геологического строения и состояния разработки участка»[14].

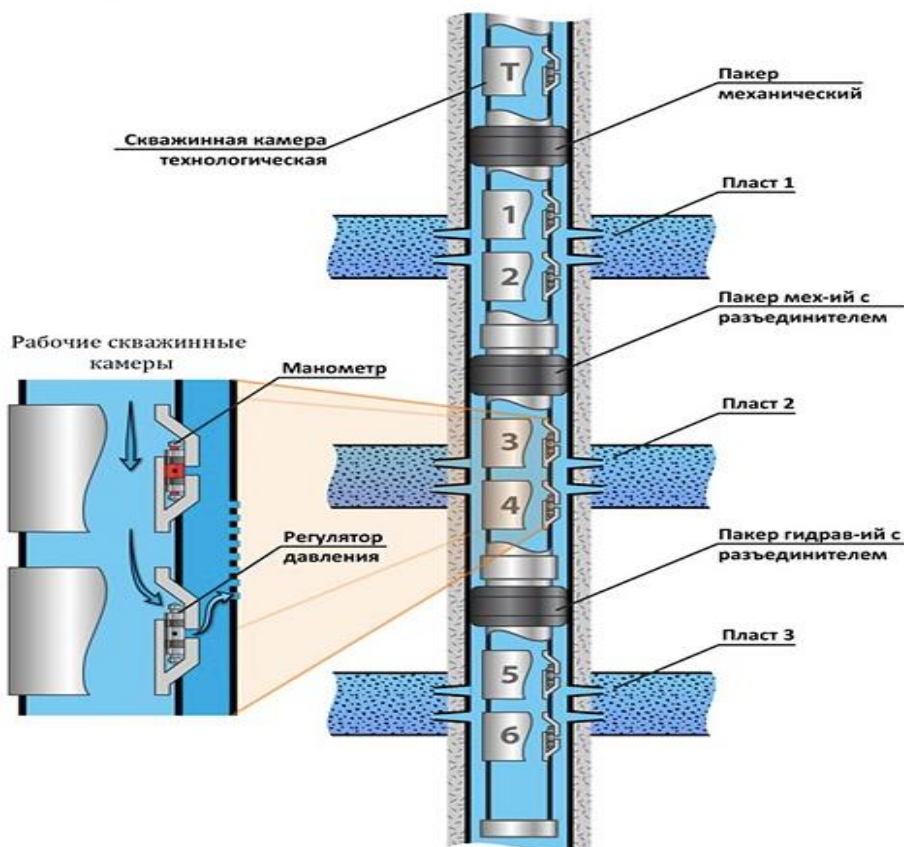


Рисунок 1.4 - Одновременно раздельная закачка [14]

Модули ОРЗ и ПЗ технологии ОРРНЭО уже внедрены на 637 нагнетательных скважинах, в том числе [14].:

- 374 скважины с двумя пластами;
- 273 скважины с тремя пластами;

Однако данные технологии имеют ряд существенных недостатков, таких как:

1. Сложность монтажа и демонтажа;
2. Необходимость использования в большинстве случаев регулируемых клапанов;
3. Сложность обработки призабойных зон скважины;
4. Сложность определения дебита (приемистости) каждого эксплуатируемого объекта;
5. Необходимость остановки эксплуатации всех объектов при проведении ПРС на одном из них.

Республика Китай

В Китае, месторождением благодаря которому накоплен большой опыт реализации ППД в неоднородных коллекторах является месторождение Daqing. «Гигантское нефтяное месторождение Daqing очень неоднородно, представляет собой терригенный пласт с 80-120 прослоями. Проницаемость варьируется от 30 до 1200 мД, мощность прослоев от 0,2 до 20м. В 2007 году обводненность достигла 91%» [26]. На данном месторождении применялись различные технологии для выравнивания фронта вытеснения, нацеленные на отдельную закачку агента в пропластки различной проницаемости.

На месторождении использовался концентрический регулятор в нагнетательных скважинах для отдельного нагнетания воды в продуктивный пласт. «Нагнетание в каждый интервал регулируется изменением размера выпуклого отверстия в концентрическом регуляторе на забое скважины. Центральная труба смываемого пакера также является нагнетательным пробойником заглушки концентрического регулятора. Два сопла, установленные в один интегрированный пакер, который контролирует скорости закачки воды двух смежных зон и в результате 2-4 зоны могут контролироваться независимо друг от друга» [1] (рисунки 1.5). Это позволяет закачивать воду в различные слои с разными скоростями закачки или каждую зону могут быть испытаны давлением отдельно друг от друга. Особенности: основной пакер и нагнетательный пробойник интегрированы таким образом, что минимальное расстояние между пакерами может быть меньше 1,2 м. Таким образом, многие расслоенные зоны могут быть изолированы от других смежных зон и контролироваться независимо друг от друга. «Концентрически интегрированная технология отдельной закачки воды была использована на 1000 скважинах на месторождении к 2007 году» [26].

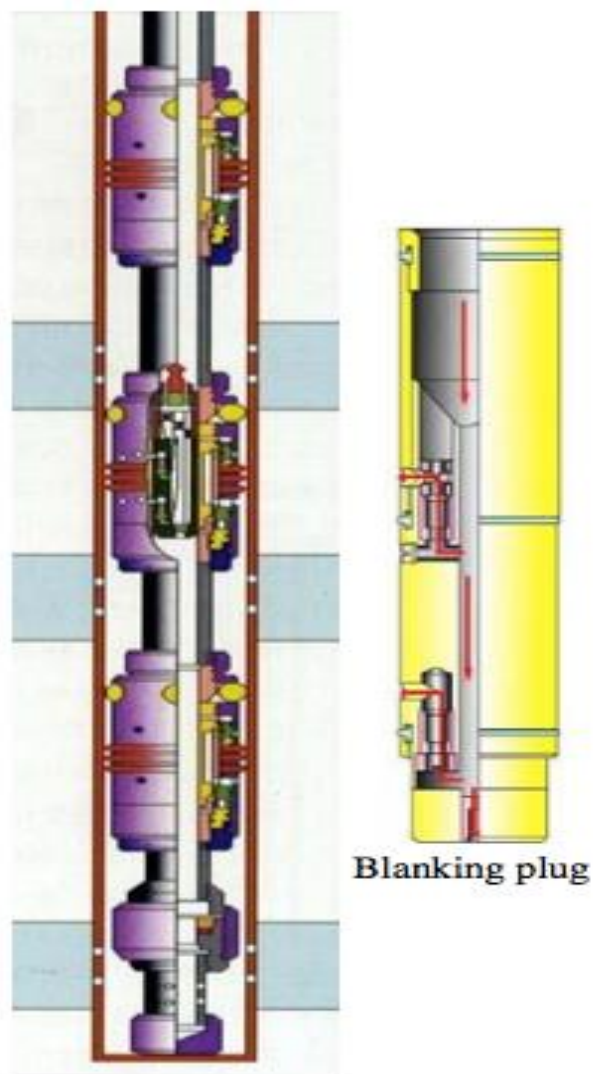


Рисунок 1.5 - Устройство для концентрического интегрированного раздельного закачивания воды в пласт [26]

«Также на месторождении применялась технология «Dual string» [27]. Данная технология раздельной закачки использует трубы маленького диаметра (Ф 40мм) для нагнетания в нижний пропласток, трубы большего диаметра (Ф76 мм) для нагнетания в верхний пропласток. Два пропластка изолированы ниппелем.

Что же касается раздельной закачки полимера в пласт, на месторождении применяются технологии эксцентрического нагнетания, а также закачка полимера разной молекулярной массы в различные по проницаемости пропластки.

Эксцентрическая технология раздельного нагнетания в несколько пропластков. Основным ключом данной технологии является регулятор. Регулятор способен производить разность давлений дросселем, даже если раствор полимера имеет низкую скорость потока, который, следовательно, замедляет деградацию полимера при сдвиге.

«Нагнетательная труба для раздельной закачки представляет собой единичную трубу, состоящую из пакеров и эксцентрических нагнетательных пробойников. Для каждого интервала закачки полимера имеется соответствующий эксцентрический нагнетательный пробойник, благодаря которому давление нагнетания и скорость закачки интервала с высокой проницаемостью будет контролироваться, скорость закачки в низкопроницаемый слой будет улучшаться» [27] (рисунок 1.6).

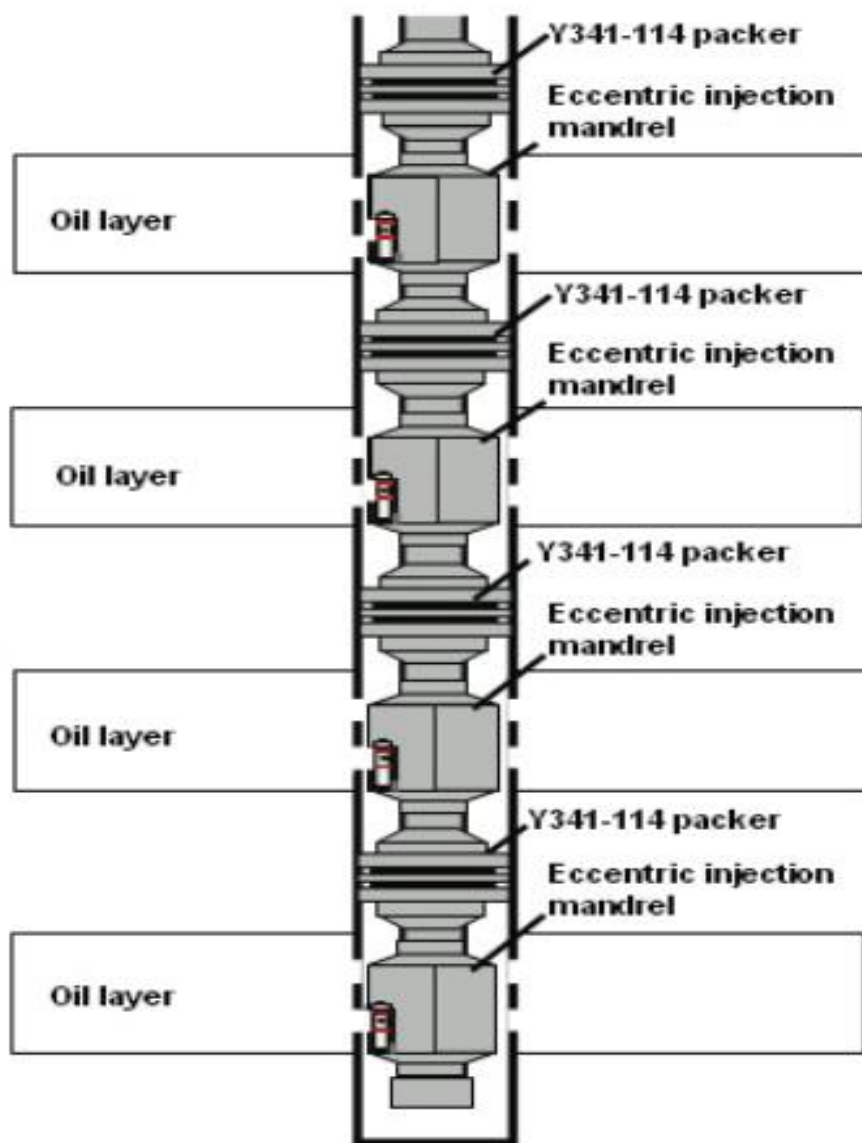


Рисунок 1.6 - Эксцентрическая труба раздельного нагнетания агента в пласт [27]

Закачка полимеров разной молекулярной массы представляет собой закачку полимера большей молекулярной массы в высоко-проницаемый пропла-

сток, полимера с низкой молекулярной массой в низкопроницаемый пропласток. Для этого необходимы регулятор молекулярной массы и регулятор давления.

«В силу резкого изменения расхода раствора полимера, напряжение сдвига действует на молекулы полимера что может привести к декомпозиции и разрыву цепи молекулы полимера, то есть молекулярный вес раствора полимера может быть уменьшен. Основываясь на данное утверждение, регулятор молекулярной массы с нагнетательной насадкой был спроектирован. Благодаря смене насадки возможно изменение молекулярной массы полимера»[27].

«Раствор полимера с устья скважины проходит через регулятор, при этом его молекулярный вес уменьшается вследствие уменьшения по проектируемым требованиям, и скорость закачки в низкопроницаемый пропласток увеличивается» [27].

«Регулятор давления состоит из ниппеля и сердцевины препятствующей течению. Он спроектирован как цилиндр с равноудаленным кольцевым желобом, формирующим течение с внутренней стены ниппеля, раствор полимера проходит через цилиндр и боковой карман ниппеля. Всякий раз, когда раствор полимера течет через кольцевое пространство каждого желоба, площадь меняется от меньшей к большей, а скорость от высокой к низкой, принцип течения будет меняться. так как молекула полимера претерпевает удлинение и сокращение, часть энергии потребляется в этом цикле и как следствие часть энергии теряется и имеется скачок давления» [27] (рисунок 1.7). После того, как раствор полимера с устья скважины поступает на регулятор, давление нагнетания уменьшается, и скорость закачки в высоко-проницаемый пропласток уменьшается.

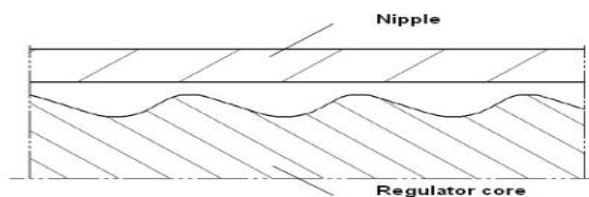


Рисунок 1.7 - Регулятор давления [27]

1.2 Анализ научно-исследовательских работ, направленных на совершенствование технологий вытеснения нефти различными агентами

В геологически неоднородных пластах с целью снижения обводненности и поддержания пластового давления предложены различные модификации физико-химических МУН. Большое количество публикаций представлено Л.К. Алтуниной, В.А. Кувшиновым, И.В. Кувшиновым. Среди зарубежных авторов, для улучшения охвата пласта воздействием в неоднородных резервуарах наибольший вклад внесли Shenglong Shi, Yefei Wang, Zhongpeng Li, Mingchen Ding & Wuhua Chen.

Немалое количество работ по улучшению охвата пласта воздействием было сделано Shu-Ren Liu, Wan-Li Kang, Li-Bin Zhu, Bin Han, Xian-Hui Yang, Xue-Qin Zhang, Hong-Liang Zhang, Peng Lei, Haijing Wang, Xiaoqing Li, Shifeng Xue, Bernard Montaron, David Bradley, Anthony Cooke, Laurent Prouvost, Anne Gerd Raffn, Alain Vidal, Michael Wilt, Panthangkool, F. Srisuriyachai, Si Le Van, Bo Hyun Chon, J.-J. Li, H.-Q. Jiang, J.-R. Hou, S.-L. Wang, M.A Chaudhry, A.A. Mahmeed, M.R.Wani, H.A.Mubarak, R.K.Thakur H.R. Al-Rashidi, D. Perez, L.F. Muñoz, W. Acosta, J. Falla, J. Martínez; G. Vidal; Hocol. E. Manrique, F. Cabrera, J. Romero, M. Izadikamoue; C. Norman; Tiorco, Zhang Xiaoqin, Guan Wenting, Meng Nan, Lu Changsen, Guo Songlin, H. Emami Meybodi, R. Kharrat, M.H. Ghazanfari, B. Choi, K. Yu, K.S. Lee, Ф.Ю.Алдакимов, С.В.Гусев, В.Ю. Огорельцев, Е.О. Гребенкина, Д.Н.Гусева, Г.Я.Курбанова, В.В. Васильев, В.А.Лепихин, В.В.Фирсов, М.В.Демин, С.В.Подливахин, Дурягин В.Н., Стрижнев К.В. и другие.

В основном все методы, направленные на равномерное вытеснение нефти из неоднородного пласта базируются на закупорке обводненного высокопроницаемого слоя, либо на изменение мобильности нефть/вода. Также имеется несколько работ, описывающих различные модификации процесса нагнетания, изменения конструкции заканчивания как нагнетательной, так и добывающей скважин.

Например, Shu-Ren Liu и другие предлагают способ равномерного вытеснения нефти в неоднородном по проницаемости резервуаре следующим способом: «раздельно закачивать в самый высокопроницаемый слой оторочку, которая является наименее подвижной, соответственно в менее проницаемые слои закачивается оторочка более подвижная по сравнению с оторочкой в самом высокопроницаемом слое»[28]. Тем самым, теоретически можно достичь эффекта поршневого вытеснения. Эксперимент был проделан на 4 неоднородных образцах керна с тремя различными по проницаемости слоями. Модель неоднородного пласта была разработана для иллюстрации принципа равномерного вытеснения (рисунок 1.8).

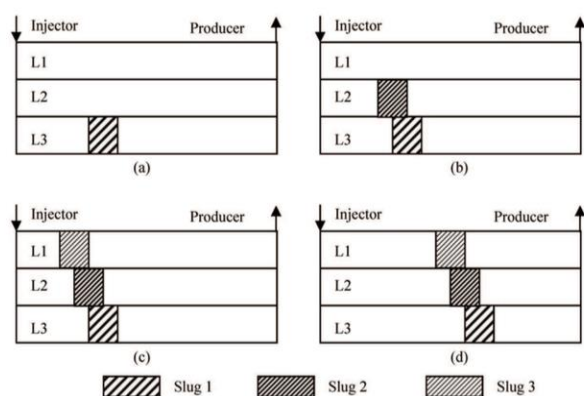


Рисунок 1.8 - Модель неоднородного пласта [28]

Авторы отмечают, что «slug 1» - наименее текучая оторочка, то есть наибольшей вязкости, «slug 2» - оторочка средней текучести, «slug 3» - наиболее текучая, то есть наименее вязкая. L1, L2, L3 - слои с проницаемостью соответственно K1, K2, K3.

Для промысла, авторы предлагают закачивать оторочки с различной вязкостью в пласт отдельно, используя нагнетательный патрубок. Детального принципа раздельной закачки в продуктивный пласт оторочек полимера разной мобильности в статье не указывается.

«Для процедуры была выбрана система DHZ-50-180 (КНР), которая состоит из печи подогрева, насосов ISCO, клапанов давления, кернодержателей, сосудов, приемников»[28]. К сожалению, авторы не предоставляют схему установки. «Неоднородные керны в эксперименте - это три соединенных слоя с проницаемостями $106 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $1021 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $2107 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ »[28].

В результатах (таблица 1.2) следующие числа: «при обычной закачке полимера одной и той же вязкости коэффициент нефтеизвлечения составил 16,2%, по сравнению с 19,3% используя различные концентрации полимера для разных по проницаемости слоев; 14,2% при обычном полимерном заводнении с ASP по сравнению с 25,3% при равномерном вытеснении, используя различные концентрации агентов»[28]. Более подробно, результаты показаны в таблице 1.2, предоставленных авторами в статье.

Таблица 1.2 - Схема нагнетания и результаты равномерного вытеснения при использовании полимера [28]

Метод воздействия	Концентрация полимера (мг/л)	Закаченный объем (Объем пор)	Водоотдача (%)	Нефтеотдача (%)	Время, соответствующее минимальному обводнению (Объем пор)
Полимер	1500	0.60	35.4	16.2	0.20
Равномерное вытеснение	1820 800 125	0.16 0.16 0.28	33.6	19.3	0.49
ASP	Полимер+ щелочь + ПАВ	0.6	33.9	14.2	0.14
Равномерное вытеснение	Полимер ASP ПАВ	0.16 0.16 0.28	35.8	25.3	0.31

Учитывая данные эксперимента, данный метод может конкурировать с обычным полимерным заводнением; но проблемы могут возникнуть при использовании данного метода в реальных промышленных условиях, так как горизонтальная проницаемость в пропластке также меняется, различные оторочки полимера, выбранные специально для данной проницаемости могут закупорить поры, меньшие по размеру в этом же пропластке, так как распределение пор по размерам не постоянно по горизонтали. Также необходимо учитывать адсорбцию и возможную деструкцию химического агента и межпластовые перетоки. Кроме того, использования патрубков, что предлагают авторы для отдельной закачки в пласт различных оторочек различной концентрации возможно лишь в открытом стволе.

Panthangkool и другие рассматривают эффекты концентрации полимера, количество и скорость нагнетаемого полимера в зависимости от степени неоднородности резервуара. Для определения степени неоднородности резервуара, авторы статьи предлагают использовать коэффициент Лоренца, который варьируется от 0 до 1. В своих экспериментах авторы используют коэффициенты Лоренца от 0,25 до 0,46. В качестве полимера использовался гидролизированный полиакриламид (Floraam 3330S). 6 экспериментов было проделано авторами.

ми, включая обычное заводнение на симуляторе Eclipse 100 с опцией полимерного заводнения.

В эксперименте относительно эффекта полимерного заводнения от концентрации полимера и объема закачиваемой оторочки, авторы предоставляют следующие результаты по 4 различным сценариям, в которых варьировались объемы оторочки закаченного полимера и концентрации полимера. В таблице 1.3 имеются данные, по 4 видам сценариев. Рисунок 1.9 и 1.10 отображает результаты эксперимента по 4 сценариям.

Таблица 1.3 - Сценарии закачки полимера в зависимости от объема оторочки и концентрации полимера [30]

№	Объем воды (PV)	Объем полимера (PV)	Скорость закачки (STB/день)	Концентрация полимера (lb/STB)
1	0,150	0,150	1,000	0,9339
2	0,150	0,175	1,000	0,8004
3	0,150	0,200	1,000	0,7004
4	0,150	0,225	1,000	0,6225

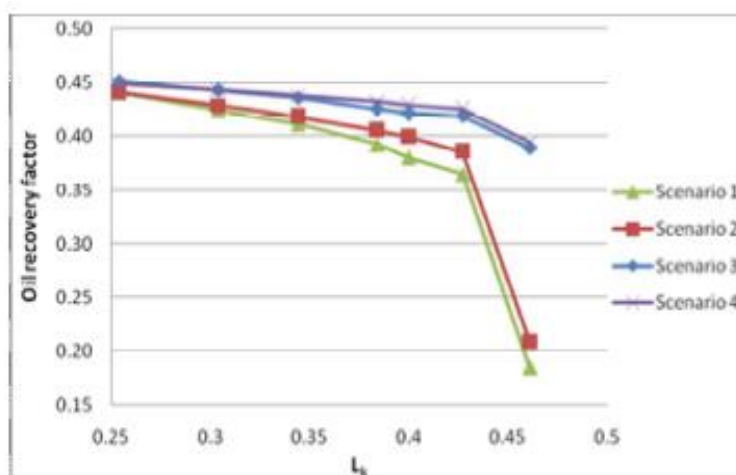


Рисунок 1.9 - Зависимость между коэффициентом нефтеизвлечения и степенью неоднородности резервуара для 4 сценариев [30]

Согласно графику, авторы отмечают: «Чем выше неоднородность, тем ниже коэффициент нефтеизвлечения. Высокая концентрация полимера и низкий его объем закачки приводят к низкому коэффициенту нефтеизвлечения, по сравнению с тем же объемом полимера при низких концентрациях»[30].

Таблица 1.4 отражает данные по следующему эксперименту, в котором авторы рассматривали эффект полимерного заводнения в зависимости от его концентрации.

Таблица 1.4 - Сценарии закачки полимера в зависимости от его концентрации [30]

№	Объем воды (PV)	Объем полимера (PV)	Скорость закачки (STB/день)	Концентрация полимера (lb/STB)
1	0,150	0,20	1,000	1,0506
2	0,150	0,20	1,000	0,7004
3	0,150	0,20	1,000	0,5253
4	0,150	0,20	1,000	0,1751

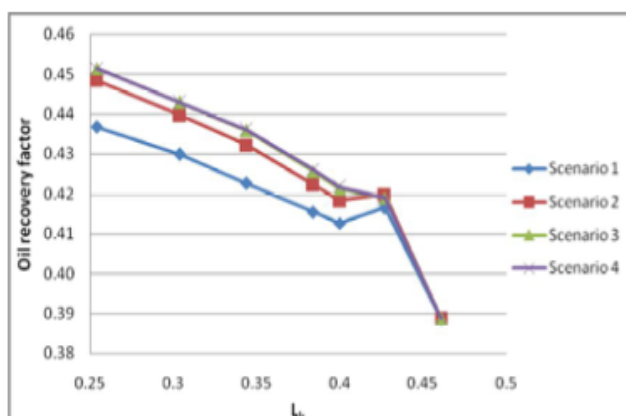


Рисунок 1.10 - Зависимость между коэффициентом нефтеизвлечения и степенью неоднородности резервуара по 4 сценариям [30]

Согласно результатам предоставленным авторами на рисунке 1.10: «Последний сценарий, где концентрация полимера самая низкая показывает заметный снижение по сравнению со средними концентрациями полимера. Можно сделать вывод, что коэффициент нефтеизвлечения напрямую зависит от концентрации полимера. Слишком высокие концентрации приведут к низкому коэффициенту нефтеизвлечения, в то время как, низкие концентрации к неподходящему отношению мобильностей, что приводит к низкому нефтеизвлечению»[30]. Таблица 1.5 отображает данные по эксперименту относительно влияния скорости нагнетания полимера на нефтеотдачу. Рисунок 1.11 отображает результаты по проделанным авторами экспериментам.

Таблица 1.5 - Сценарии закачки полимера в зависимости от скорости его закачки [30]

№	Объем воды (PV)	Объем полимера (PV)	Скорость закачки (STB/день)	Концентрация полимера (lb/STB)
1	0,150	0,20	500	0,7004
2	0,150	0,20	1750	0,7004
3	0,150	0,20	1,000	0,7004
4	0,150	0,20	1,250	0,7004

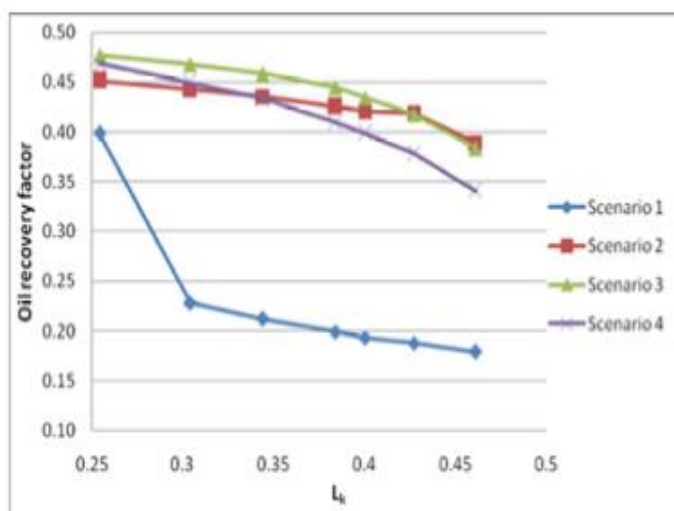


Рисунок 1.11 - Зависимость между коэффициентом нефтеизвлечения и степенью неоднородности резервуара по 4 сценариям [30]

По рисунку 1.11 «Степень неоднородности выше 0,4 является опорной точкой, после которой скорость закачки полимера больше не влияет на коэффициент нефтеизвлечения»[30].

Согласно проделанным экспериментам, авторы в заключении отмечают, что «полимер должен закачиваться после закачки определенного объема воды, так как в данном случае улучшается скорость нагнетания». «Для любых коэффициентов неоднородности оптимальным вариантом считается закачка большого объема полимера меньшей концентрации, по сравнению с меньшим объемом полимера высокой концентрации. Для коэффициента Лоренца равного 0,4 высокие концентрации полимера не рекомендованы. При постоянном объеме закачиваемого полимера, концентрация полимера является основным фактором успешности процесса»[30]. Авторы предлагают использовать среднюю концентрацию полимера, так как при низких концентрациях полимера мы не можем достичь подходящего отношения мобильности, при высоких же концентрациях полимера в неоднородных пластах с коэффициентом Лоренца большего чем 0,4 приемистость очень низка. Также авторы отмечают, что «высокие скорости закачки полимера приводят к хорошим результатам только при низких значениях

коэффициента Лоренца, при значениях коэффициента большего чем 0,4 применительно только низкие скорости закачки». Согласно данной статье, неоднородность, которая может быть определена с помощью определенных коэффициентов является основным фактором, снижающим эффект от полимерного заводнения. Как отмечалось выше, полимерное заводнение дает наибольший результат при низких значениях коэффициента неоднородности. Вместе с тем, с увеличением коэффициента уменьшается эффект от полимерного заводнения и необходимо регулировать концентрацию и расход закаченного полимера. Опять же полностью регулируя данные параметры, невозможно рассчитать потери полимера и закупорку маленьких по объему пор, более того данные эксперименты не учитывались эффекты солёности на вязкость полимера.

Si Le Van и другие рассматривает изменение коэффициента нефтеотдачи при ПАВ-полимерном заводнении в зависимости от конфигурации скважин. В своей работе автор рассмотрел несколько вариантов: а) нагнетательная и добывающая скважины вертикальные, б) нагнетательная скважина горизонтальная, добывающая-вертикальная, в) вертикальная нагнетательная скважина и горизонтальная добывающая, г) горизонтальная нагнетательная и горизонтальная добывающая скважины. Эксперимент был проведен на программе Stars, где использовались 4 пропластка с различными проницаемостями (1-1200md, 2-1000md, 3-500md, 4-300md). Согласно эксперименту «наиболее оптимистичным вариантом является использование горизонтальной нагнетательной и горизонтальной добывающей скважин, параллельных друг другу, при этом добывающая скважина должна находиться с нижнем пропластке с наименьшей проницаемостью. Это позволит получить лучший коэффициент нефтеизвлечения при низком объеме закачки реагента» [31]. Также автор отмечает, что «близкое расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами будет отрицательно влиять на нефтеотдачу» [31]. Результаты эксперимента предоставлены на рисунке 1.12, который отображает наиболее оптимистичный вариант при использовании горизонтальной добывающей и горизонтальной нагнетательной скважин.

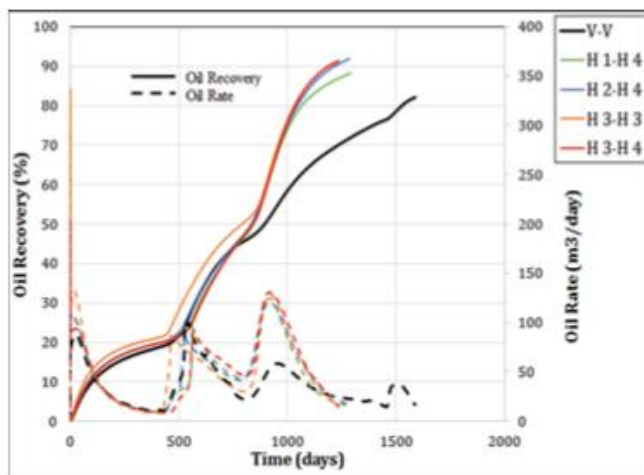


Рисунок 1.12 - Коэффициент нефтеизвлечения в зависимости от расположения горизонтальных скважин [31]

V-V вертикальная добывающая и вертикальная нагнетательная скважины, Н-Н горизонтальная добывающая и горизонтальная нагнетательная скважины. номера указывают на пропласток, в котором пробурена скважина [31]. Согласно графику: «Н2-Н4 дает наивысший коэффициент нефтеизвлечения».

Данный метод требует больших затрат и усилий вследствие бурения горизонтальных участков скважин, также нельзя достигнуть равномерного вытеснения вследствие межпластовых перетоков, возможна закупорка меньших по размеру пор полимерным раствором.

J.-J. Li и другие рассматривали на химическом симуляторе UPC_CHEM, влияние неоднородности резервуара на эффект от ASP заводнения в зависимости от реологических и межфазных характеристик. Полимер, используемый в симуляторе был сделан на химическом заводе Daqing с молекулярной массой 15 млн. Главным компонентом ПАВ был алкил-бензен-сульфонат, где молекулярные цепи варьировались от C12 до C24.

Для эксперимента были выбраны неоднородные по вертикали керны. Каждый керн состоял из 3 слоев с высокой, средней и низкой проницаемостью (рисунок 1.13). Коэффициент вариаций проницаемости для кернов равен 0,72.

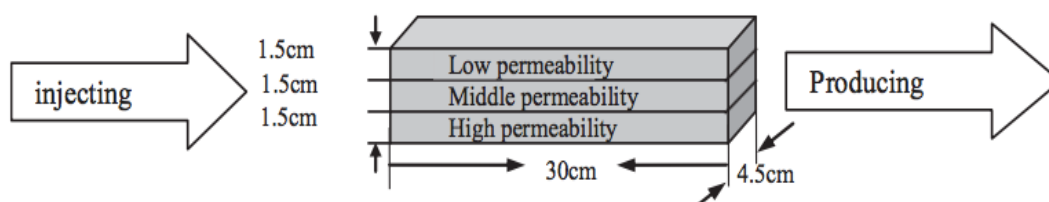


Рисунок 1.13 - Схематическая модель искусственного неоднородного резервуара. [32]

По проделанным экспериментам, авторы предоставляют следующие результаты (рисунок 1.14).

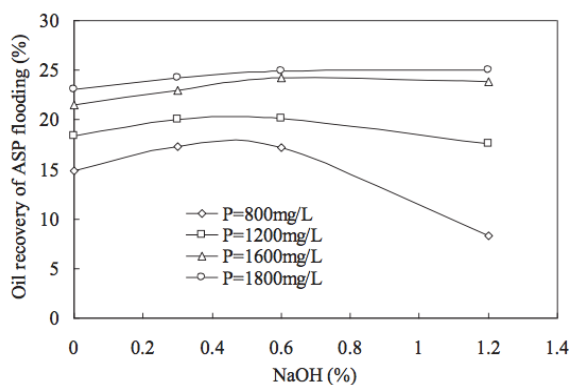


Рисунок 1.14 - Коэффициент нефтеизвлечения при ASP заводнении в зависимости от концентрации NaOH [32]

Согласно результатам экспериментов «С увеличением концентрации ПАВ, коэффициент нефтеотдачи увеличивается до достижения концентрации NaOH 0,6%, затем нефтеотдача падает.

Для неоднородного резервуара имеется определенное значение критической вязкости агента. Если вязкость превышает критическое значение, достаточный коэффициент охвата пласта заводнением может быть, достигнут и сверх низкие МФН играют свою роль в повышении нефтеотдачи» Также авторами при использовании симуляций было выявлено (рисунок 1.15), что «при ASP заводнении коэффициент нефтеотдачи уменьшается с увеличением коэффициента вариаций проницаемости. ASP заводнение достигает максимума в однородном резервуаре и наихудшего результата при коэффициент вариаций проницаемости равным 0,8. Критическая вязкость повышается с увеличением неоднородности».

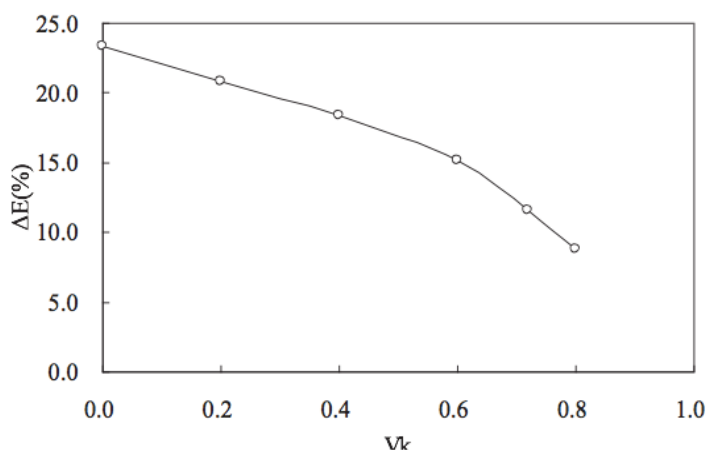


Рисунок 1.15 - Коэффициент нефтеизвлечения при ASP заводнении в зависимости от коэффициента вариация проницаемости [32]

Согласно данной статье становится ясным уменьшение эффекта от ASP заводнения при увеличении степени неоднородности, вследствие уменьшения охвата пласта воздействием и не регулирования продвижения агента в неоднородных резервуарах.

Shenglong Shi и другие представляют изготовленный авторами микропенный состав, средний диаметр пузырьков микропены которого менее 100мкм. В проделанном эксперименте, авторы сравнивают микропенный состав МП (который включает только ПАВ) и предложенный авторами микропенный состав МПК (который включает ПАВ и ксантановую смолу). Схема оборудования для эксперимента предоставлена на рисунке 1.16.

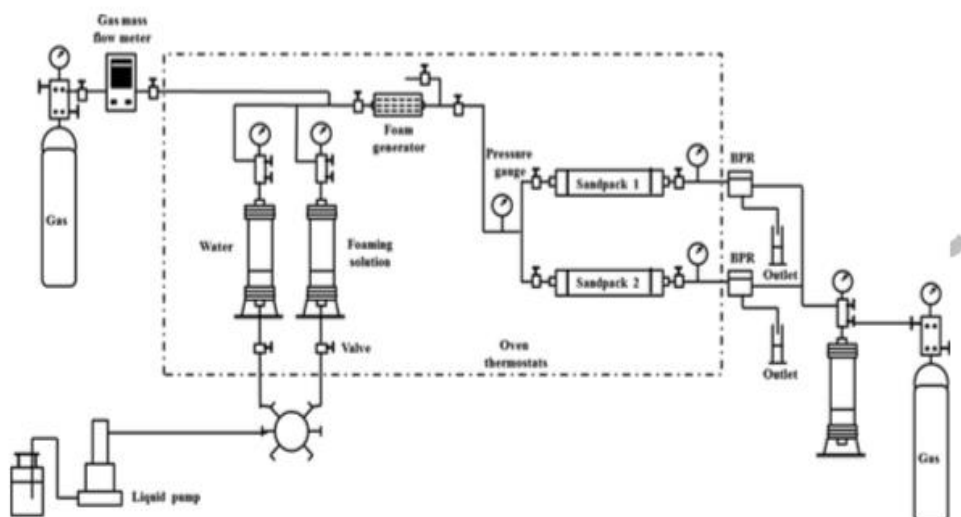


Рисунок 1.16 - Схема экспериментальной установки [33]

Согласно результатам экспериментов в однородной и неоднородной микромодели (рисунок 1.16), «При использовании МП, пузырьки пены выросли в размерах, так как большие пузырьки сливались с соседними маленькими благодаря закону Лапласа, соответственно МП имеют низкую стабильность из-за эффекта слияния пузырей. Для МПК, размеры пузырей были более менее едины по сравнению с МП, хотя со временем наблюдался рост в пузырей в диаметре; но с увеличением концентрации ксантановой смолы, увеличение в диаметре пузырей замедлялось, тем самым стабильность МПК улучшена по сравнению с МП» [33].

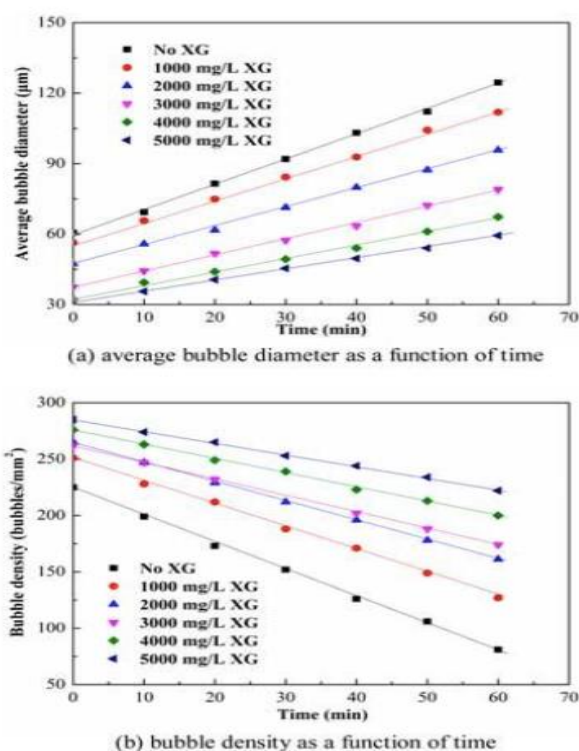


Рисунок 1.17 - Анализ стабильности микропен [33]

Также согласно эксперименту (рисунок 1.17) «МПК имеет большее расстояние распространения в низкопроницаемой зоне по сравнению с МП благодаря меньшему диаметру пузырей» [33].

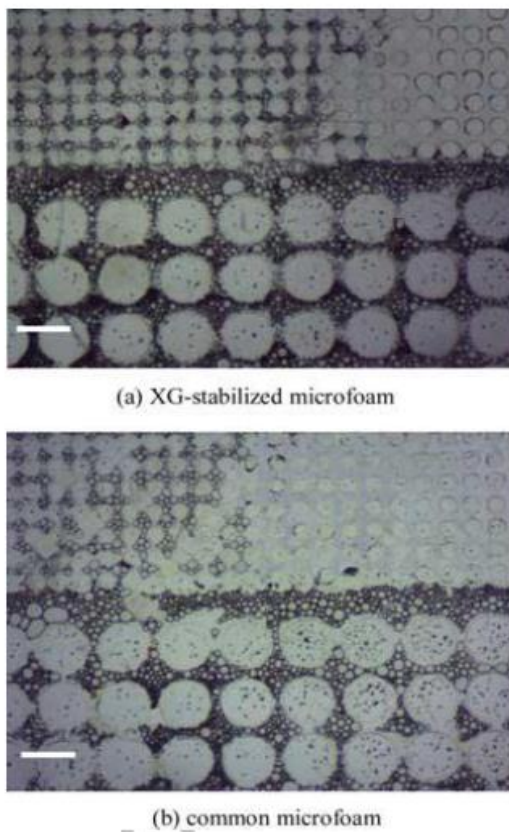


Рисунок 1.18 - Микроскопическая картина средней секции модели [33]

Использование данного вида МПК действительно способствует увеличению нефтеотдачи, благодаря воздействию на низкопроницаемые зоны в неоднородном резервуаре. Однако в данном случае не были учтены эффекты перетоков между пропластками, а также по горизонтали, соответственно параллельно потоку агента проницаемость в эксперименте была постоянной.

М.А Chaudhry и другие описывают использованный опыт на месторождении Wafra, которое находится между Кувейтом и Саудовской Аравией, для снижения газового фактора, обводненности и увеличения нефтеотдачи в неоднородном резервуаре. Закачка воды в неоднородных карбонатных коллекторах началась в 1998 год, но после 6 лет разработки появились следующие проблемы, как высокий газовый фактор, высокая обводненность, развитие карманов низких давлений. Решением данных проблем явилось изменение вертикальных нагнетательных скважин с низкой приемистостью в горизонтальные скважины, обходя возможные зоны трещин. Для этого проводились необходимые исследования и моделирование с целью выбора наилучшего положения горизонтальной скважины, учитывая высокую неоднородность резервуара. Также были выбраны зоны наименее охваченные заводнением, где нефть так и осталась не выработанной. В данных зонах дополнительно были пробурены нагнетательные

скважины. Результатом данных работ стало «снижение обводненности, газового фактора, а также замедление снижения коэффициента нефтеизвлечения. Согласно цифрам, предоставленным авторами, коэффициент нефтеизвлечения с 33% достиг 42%» [34]. Данный метод бурения дополнительных скважин, а также бурение горизонтального ствола скважины являются весьма трудоемкими и капиталоемкими процессами, сложным является выбор необходимого положения горизонтального участка скважины. Технология позволяет увеличить нефтеотдачу, однако неконтролируемые прорывы воды будут иметь место по высокопроницаемым пропласткам, а бурение большого количества скважин для наилучшего отбора флюида в зависимости от неоднородности резервуара является капиталоемким и сложным в исполнении.

D. Perez и другие представляют возможность использования полимергелей для уменьшения обводненности и увеличения нефтеотдачи в неоднородных резервуарах. В статье описывается месторождение Balcon в Колумбии, где коэффициент нефтеизвлечения на 2011 год составил 30% с обводненностью в 84%. После двух месяцев лабораторных исследований полимерная технология MARCIT была выбрана для промышленного опыта на данном месторождении. Данный полимер это частично гидролизированный ПАА с 4-7 миллионами атомных единиц массы.

Для проведения эксперимента, три керны были соединены к источнику закачки воды, как показано на рисунке 1.19.

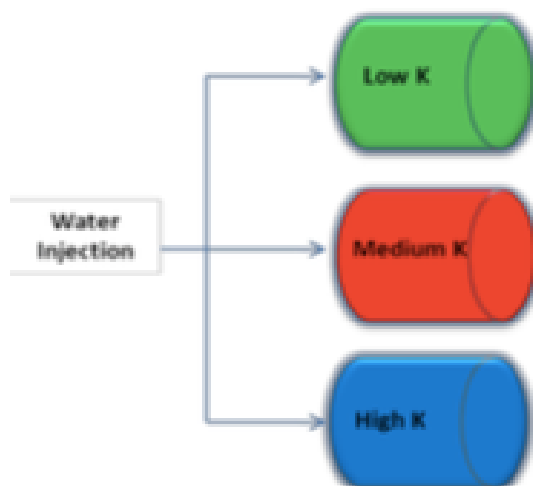


Рисунок 1.19 - Модель неоднородного пласта [35]

Как отмечают авторы: «Закачка воды продолжалась пока не произошло обводнение, как и ожидалось по высоко проницаемому слою. После этого, авторы начали закачку геля, равного 50% от объема высоко-проницаемого слоя. Таким образом, во все три слоя началась закачка геля. Затем система была закрыта на 5 дней. После 5 дней закачка воды возобновилась» [35]. Результаты эксперимента показаны на рисунке 1.20.

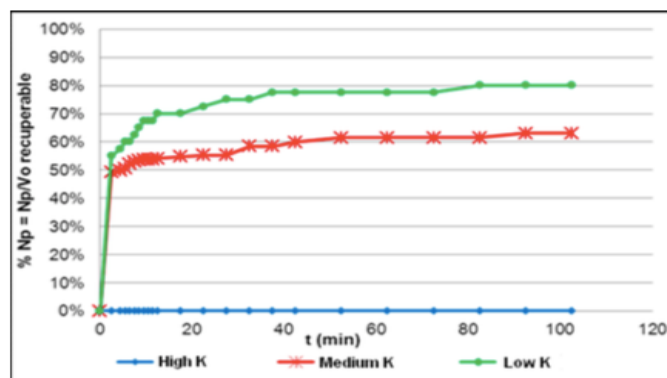


Рисунок 1.20 - Количество неизвлеченной нефти в низко-, средне- и высоко-проницаемом слое [35]

«Как и ожидалось проницаемость в высоко-проницаемом слое значительно снизилась, тем самым давая возможность выработки нефти и низко- и средне-проницаемых слоев» [35].

Таблица 1.6 отображает фактические концентрации и объемы геля закаченные на двух скважинах на месторождении Valcon.

Таблица 1.6 - Скважина BC-25 [35]

BC-25		
№	Объем (Bbls)	Концентрация полимера (ppm)
1	305	500
2	298	1,000
3	265	1,500
4	2,991	2,000
5	4,262	2,500
6	148	3,000
Всего	8,269	2,168

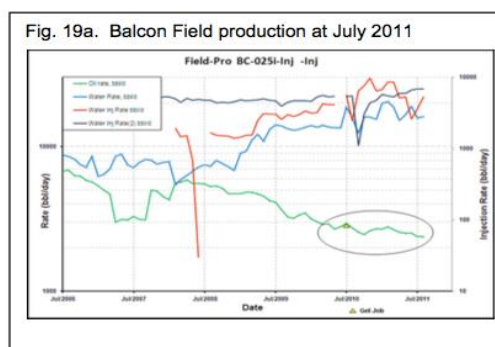


Рисунок 1.21 - Добыча на скважине BC-25[35]

После нескольких десятилетий использования ПАА, авторы приводят в статье критерии закачки полимеров: «Высокие скорости закачки и низкие давления закачки являются индикаторами появления каналов воды в пласте. При закачке гелей увеличивается давление закачки, таким образом «запас» давления должен быть предусмотрен до закачки гелей. Давление нагнетания в скважину должно быть ниже максимального давления закачки воды.»[35] Объем закачки MARCIT был посчитан исходя их водо-нефтяного отношения. Как отмечено в статье, «после применения полимер-гелей, определенное количество нефти с неохваченных заводнением зон было добыто, но увеличение нефтеотдачи возникло не сразу, только через 4-12 месяцев после закачки геля»[35]. Закупорка высокопроницаемых зон гелем была доказана в лабораторных условиях. Однако, лабораторный тест не учитывал перетоки между пропластками разных проницаемостей, так как использовались три разных керна разных проницаемостей; согласно проделанному эксперименту поток в высокопроницаемом керне был замедлен после закачки полимер-геля, а в низкопроницаемом керне не наблюдалось закупорки пор. В реальных же условиях возможны перетоки между пропластками, а также в любом случае меньшие по размеру поры будут закупорены полимер-гелем. Эффект от использования данной технологии возможен вследствие охвата воздействием зон со средней проницаемостью, в то время как зоны меньшей проницаемости полностью закупорятся.

Zhang Xiaojin и другие представляют результаты численного моделирования относительно применения в неоднородных резервуарах раздельного полимерного заводнения. «Для неоднородного резервуара, применение раздельного полимерного заводнения, используя полимеры разной молекулярной массы имеют больший эффект, чем при обычном полимерном заводнении. Когда отношение мощностей высокопроницаемых зон пласта 20-80% должно быть использовано горизонтальное полимерное заводнение различной молекулярной массы. Это может увеличить нефтеотдачу на 1% по сравнению с обычным полимерным заводнением»[36]. Предлагаемый метод может уменьшить закупорку низкопроницаемых зон пласта, а также лучший контроль за высокопроницаемыми зонами. Однако технология подготовки полимеров разной вязкости для одного месторождения является трудоемкой задачей, потери полимера могут иметь место в низкопроницаемых зонах, так как распределение проницаемостей в пласте не однородно.

H. Emami Meybodi и другие представляют результаты экспериментов, обычного и полимерного заводнения, сделанных на микромоделли в зависимости от расположения и наклона пропластков в неоднородном резервуаре.

Полимер, использованный в эксперименте – частично гидролизированный ПАА. 5 различных моделей исследовались авторами: «Модель А и Е использовались для исследования эффекта неоднородности. В,С,Д для исследования угла наклона слоистого неоднородного резервуара. В,С,Д смонтированы с различными углами наклона: 0, 45, 90 градусов для обзора эффекта различной слоистости».

В результате эксперимента авторами были сделаны следующие замечания (рисунок 1.22): «Нефтеотдача строго зависит от степени неоднородности зоны около нагнетательной скважины». «Когда нагнетательная скважина находится в высокопроницаемой зоне, эффект от полимерного заводнения увеличивается с увеличением угла наклона пропластков. Для низкопроницаемого слоя, высокая нефтеотдача возможна при нагнетании полимера из низкопроницаемого слоя. Результаты подтвердили, что максимальная нефтеотдача возможна, когда слои перпендикулярны направлению течения полимера».

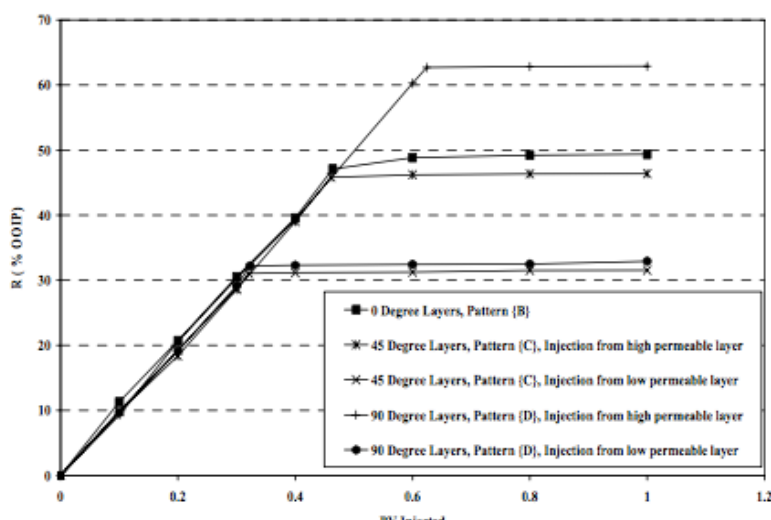


Рисунок 1.22 - Полимерное заводнение для различных углов наклона слоистого неоднородного резервуара [37]

Полученные авторами результаты в ходе эксперимента доказывают строгую зависимость эффекта от полимерного заводнения от степени неоднородности пласта.

В. Choi и другие представляют числовое математическое моделирование относительно удерживания и сохранения полимера в узких каналах пласта. Полимер, использованный в статье имеет молекулярный вес в $8 \cdot 10^5$ Дальтон, концентрация полимера 500 ppm. Для того, чтобы оценить неоднородность пласта, для моделирования были выбраны 4 случая в зависимости от коэффициента Дикстра-Парсонса, который определяет степень неоднородности резервуара (базовый случай – коэффициент = 0, 1-0,14; 2-0,33; 3-0,53; 4-0,72). Результаты следующие (рисунок 1.23, таблица 1.7) «адсорбция полимера на очень высоком уровне в низкопроницаемых зонах пласта, более того имеется механическое улавливание наряду с адсорбцией. После закачки полимера, количество полимера, который удерживается в узких каналах и мелких порах в 2,5 раза больше в 4 случае, чем в 1. Таким образом, полимер проходит через мелкие поры с более низкой скоростью, что дает очень плохой охват и нерегулярный путь распространения. Охват пласта полимерным заводнением в 4 случае уменьшен на 33% по сравнению с 1 случаем.» [38]

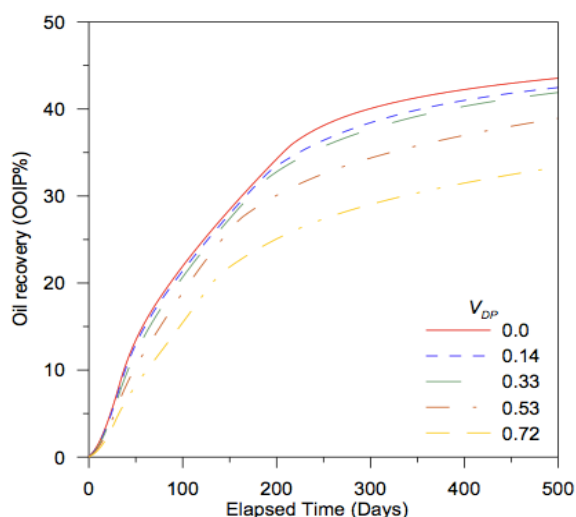


Рисунок 1.23 - Накопленная нефтеотдача при полимерном заводнении для 5 случаев [38]

Таблица 1.7 - Накопленная нефтеотдача для обычного заводнения и полимерного заводнения в зависимости от степени неоднородности [38]

Накопленная добыча нефти (%) для обычного заводнения и полимерного заводнения в зависимости от степени неоднородности			
Случай	Обычное заводнение	Полимерное заводнение	Улучшение
VDP=0	36 %	44 %	8 %
VDP=0,14	35 %	43 %	8 %
VDP=0,33	35 %	42 %	7 %
VDP=0,53	33 %	38 %	5 %
VDP=0,72	29 %	33 %	4 %

Таким образом, авторы статьи путем численного математического моделирования доказали, что удерживание и сохранение полимера происходит в мелких порах и узких каналах пласта гораздо легче и масштабней в неоднородных пластах по сравнению с участками средней пористости и проницаемости. Удержание полимера приводит к нарушению ФЕС пласта и уменьшению охвата пласта воздействием. То есть использование полимерного заводнения должно быть рассчитано и продумано в неоднородных резервуарах.

Среди авторов постсоветского пространства, Ф.Ю.Алдакимов и другие предлагают в неоднородном коллекторе для повышения нефтеотдачи, высокопроницаемые пропластки ограничивать осадко-гелеобразующими составами. В своей технологии авторы предлагают закачивать оторочки раствора сульфата натрия или составов на его основе, буферной оторочки воды и хлорида кальция. «Закачка в пласт указанных оторочек реагентов обеспечивает образование в высокопроницаемых водопромытых интервалах нерастворимых кри-

сталлических осадков сульфата кальция и силиката (карбоната) кальция, которые снижают проницаемость водо-промытых интервалов без их изоляции и увеличивают фильтрационное сопротивление для нагнетаемой воды.» [39]. Для усиления эффекта в аномально высокопроницаемых участках, авторы предлагают закачивать оторочку раствора силиката натрия и(или) карбоната натрия. «Положительным фактором является то, что процесс осадкообразования начинается не в призабойной зоне, а в его удаленной части...»[39]. Результаты применения данной технологии на пласте АС4-8 Федоровского месторождения дали высокие результаты (обводненность снизилась на 5%, в некоторых участках до 20-30%, увеличение дебита в 1,5-2 раза).

Эффект от технологии имеется, однако в данном случае в неоднородном резервуаре, как указывалось в предыдущих статьях, имеется большой процент низко- и средне-проницаемых зон, полностью закупорившихся вследствие большой молекулярной массы ОГС, более того в некоторых каналах возможна деструкция ОГС, вследствие узких и неравномерных зон в пласте.

Д.Н.Гусева и другие оценивают эффективность циклического заводнения в зависимости от отношения относительной проницаемости к вязкости нефти в неоднородных резервуарах. Для решения этих задач, авторы использовали коммерческий гидродинамический симулятор (модель имела 4 слоя с различными проницаемостями: 5...110мД). «Циклическое заводнение в модели задавалось тремя фазами. Первая фаза-закачка, предусматривает работу только нагнетательного фонда, в которой происходит восполнение упругого запаса пласта. Вторая фаза-остановка, предполагает отключение как добывающего, так и нагнетательного фонда скважин. В этой фазе происходит перераспределение потоков воды и нефти, при котором нефть вытесняется из слабо-дренируемых частей залежи. Третья фаза-отбор, на которой работают только добывающие скважины»[40]. Согласно результатам, предоставленным авторами, после гидродинамического моделирования «выработка неоднородных по проницаемости пластов протекает гораздо эффективнее при использовании циклического заводнения по сравнению со стационарным. Эффективность циклического заводнения существенно зависит от отношения относительной проницаемости к вязкости нефти и изменяется от 7 до 11% для принятых при расчетах параметров. Наиболее эффективно процесс циклической закачки протекает на низко-проницаемых коллекторах»[40]. Действительно циклическое заводнение более эффективно, что показывает гидродинамическая модель. Однако модель не полностью раскрывает все возможности циклического заводнения. А также при наличии аномально высоко-проницаемых зон будет иметь место прорыв воды по данным зонам.

В.А. Лепихин и другие представляют опыт использования технологий ВПП Gelglow-max. «Технология заключается в последовательной закачке трех композиций (пульпы ППА и сшивателя, эмульсионного состава, комплексного ПАВ), каждая из которых направлено воздействует на прослой с определенным ФЕС, позволяет эффективно блокировать поступление закачиваемой жидкости

в промытые каналы и стимулировать выработку новых подключенных в работу интервалов.»[41]. Однако согласно результатам, удельная дополнительная добыча по разным месторождениям различна (от 573 до 1449т) что также доказывает эффект закупорки средне- и низко-проницаемых зон.

Л.К.Алтунина и другие для увеличения нефтеотдачи с высоко неоднородными коллекторами считают перспективным использование сочетаний гелей и нефте-вытесняющих композиций. «Предложены термотропные гелеобразующие системы: «полимерные на основе целлюлозы и неорганические системы «соль алюминия-карбамид-вода» [42] с различным временем гелеобразования - от нескольких минут до нескольких суток - в интервале температур 30-320С»[42]. На основании результатов исследования кинетики гелеобразования и реологических характеристик систем: соль алюминия - вода - ПАВ и ЭЦ-вода созданы композиции ГАЛКА и МЕТКА с различным временем гелеобразования. С 01.07.2014 по 05.08.2014г. ООО «ОСК» произведена закачка композиции МЕТКА в 5 добывающих скважин. Объем закачки МЕТКА находился в интервале 19-95м³. «После закачки композиции наблюдается увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности. Для увеличения нефтеотдачи залежей с трудно извлекаемыми запасами в качестве гелеобразующих композиций предложено использовать следующие термотропные системы: неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА на основе солей алюминия и карбамида; полимерные гелеобразующие композиции МЕТКА на основе простых эфиров целлюлозы и карбамида»[42]. ИХН СО РАН для повышения эффективности комплексного паротеплового и физико-химического воздействия была предложена внутрипластовая термотропная генерация гелей и зольей с авторегулируемой вязкостью. «Изменяя концентрацию компонентов ГАЛКА, можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гель). Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны для перераспределения фильтрационных потоков в любом месте пласта»[42]. Однако данный состав не может применяться для низкотемпературных пластов. Кроме того, будут иметь место механическое улавливание и сохранение агента в пласте.

Дурягин В.Н. и другие предлагает использовать композицию на основе силиката натрия, в качестве инициатора гелеобразования которого используется неорганическая соль хрома (III). Механизм гелеобразования композиции, согласно Дурягину В.Н. и др. заключается в «образовании трехмерной атомной цепи за счет процесса полимеризации силикатных анионов при взаимодействии с катионами хрома во всем объеме исходной композиции» [43]. Добавив в водоизоляционную композицию многоатомного спирта авторы значительно повысили прочность гелей и расширили диапазон их применения до 100С. Согласно результатам фильтрационных исследований, применение предлагаемой водоизоляционной композиции позволило снизить обводненность добываемой продукции с 99 до 75% . Однако, в данном случае

повсеместно будет иметь место эффект улавливания и сохранения агента в пласте.

Выводы по главе 1

Согласно проделанному литературному обзору и анализу научно-исследовательских работ авторов из разных стран мира, можно следующие выводы:

1. На данный момент стоит острая проблема охвата пласта вытеснением в неоднородных по проницаемости резервуарах
2. Вследствие изменчивости ФЕС в пласте имеют место такие проблемы, как ранние прорывы воды, низкие коэффициенты нефтеотдачи.
3. Среди химических МУН наибольшее распространение получило полимерное заводнение, а также его различные модификации, комплексное использование полимерного заводнения наряду с различным химическими агентами. Однако, согласно анализу статей, существует не только ряд ограничений применения данных технологий; также существует эффект удерживания и сохранения агента в средних и низко-проницаемых зонах пласта, происходит адсорбция агента на стенках пор, тем самым значительно ухудшаются ФЕС пласта.
4. Химические МУН дают наибольший эффект при низких коэффициентах неоднородности, при высоких же, эффект от применения технологий значительно ухудшается. Также интересен тот факт, что при применении химических МУН эффект на различных месторождениях сильно варьирует.
5. Использование «умного заканчивания» предложено рядом авторов, однако данные технологии имеют ряд недостатков, к которым относятся прежде всего сложность исполнения
6. Раздельная закачка полимеров различной концентрации в различные по проницаемости зоны, предложенная рядом авторов также является сложной в исполнении и не учитывает удерживание полимера в пласте.

2 Теоретические исследования системы ППД

2.1 Совершенствование технологии закачки воды

Как было отмечено в главе 1, большинство нефтяных компаний в настоящее время сосредоточены на увеличении коэффициента нефтеотдачи с нефтяных месторождений. Считается, что новые технологии вскрытия скважины, а также последние достижения в области управления месторождением, мониторинга и методов увеличения нефтеотдачи (МУН) играют важную роль для удовлетворения все большего спроса на энергию. Нынешний спад в открытии новых месторождений, усиленный перепадами цен на нефть, заставляет промышленные компании работать над разработкой новых эффективных и экономически эффективных методов, которые позволят лучше производить продукцию по более низкой цене. В этой главе представлена одна такая технология, разработанная в Казахском Национальном Исследовательском Техническом Университете имени К.И.Сатпаева. Технология заключается в использовании специальных перфорированных отверстий на хвостовиках насосно-компрессорных труб (НКТ), чтобы контролировать скорость подачи воды в разно проницаемые слои и предотвращать неравномерное перемещение нефти. Исследование было первоначально проведено на экспериментальной установке, которая доказала положительную корреляцию между плотностью перфорации и расходом воды. Затем симуляционный тест был выполнен с использованием данных месторождения Узень.

Результаты, описанные в последующих главах, показывают увеличение охвата пласта воздействием, а также уменьшение обводненности при использовании предлагаемой технологии по сравнению с традиционной технологией, использующейся повсеместно на большинстве месторождений Казахстана.

Как известно, многие пластовые образования представляют собой профиль нерегулярной проницаемости. Такие неоднородности приводят к нерегулярным профилям продвижения нагнетаемой воды и ее продвижению в форме пальцев, если используется традиционная технология. «Наличие слоев с очень высокой проницаемостью приводит к прорыву воды в добывающие скважины, при этом низко-проницаемые участки содержат нефть и не подвергаются воздействию» [80].

Общепринятая технология закачки воды на большинстве казахстанских нефтяных месторождений (традиционная технология) включает в себя нагнетание через конец насосно-компрессорной трубы (НКТ) в продуктивную зону, при этом вода поступает в высокопроницаемые слои и достигает эксплуатационной скважины, а менее проницаемые слои не подвергаются воздействию и все еще содержат нефть. То есть традиционная технология не учитывает неоднородность коллектора.

2.2 Поддержание пластового давления, направленное на равномерное вытеснение нефти из неоднородного по проницаемости пласта

Настоящее исследование направлено на снижение пагубного влияния воды, поступающей в зоны с более высокой проницаемостью, и предлагает метод поддержания пластового давления, и улучшения добычи нефти путем регулирования скорости закачки воды в различные слои пласта. Предлагается регулирование размера перфорированных отверстий на хвостовике насосно-компрессорной трубы для осуществления более эффективного и равномерного перемещения объемов нефти и уменьшения обводненности эксплуатационных скважин.

Однородность фронта нагнетания регулируется одновременной закачкой воды разными плотностями перфорированных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы. Для этого, хвостовик насосно-компрессорной трубы нагнетательной скважины устанавливается до подошвы продуктивной зоны с закрытым концом, перфорированной вдоль продуктивной зоны пласта коллектора; перфорация хвостовика имеет разную плотность перфорации. Агент вводится в каждый слой пласта различной проницаемости с различной скоростью потока, который контролируется как числом, так и диаметром перфорированных отверстий. Для разобщения слоев устанавливаются извлекаемые пакеры. Схема нагнетательной скважины и перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы показаны на рисунке 2.1. Предположим, продуктивный пласт имеет три прослоя различной проницаемости так, что проницаемость первого прослоя (k_1) больше проницаемости второго прослоя (k_2) больше проницаемости третьего прослоя (k_3). Соответственно, плотность перфорации хвостовика насосно-компрессорной трубы напротив высоко-проницаемого прослоя должна быть ниже, в отличие от плотности напротив низко-проницаемого прослоя. При этом перфорация обсадной колонны и цементного кольца остается неизменной и одинаковой по всему продуктивному интервалу.

Перфорация отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы будет производиться заранее, до спуска хвостовика в скважину. Уровень, на котором необходимо проводить перфорацию хвостовика будет согласовываться после проведения геофизических исследований скважины и геолого-геофизической привязки к исследуемому интервалу. Необходимое количество отверстий будет просчитываться в зависимости от условий пласта, а именно фильтрационно-емкостных свойств пласта.

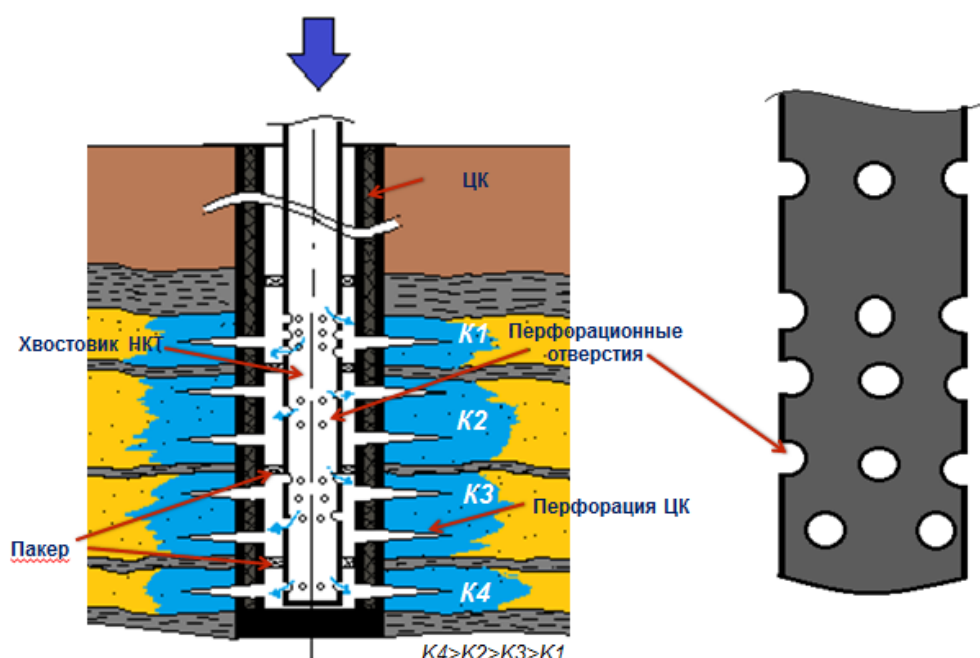


Рисунок 2.1 – Схема нагнетательной скважины с использованием перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы

Общая схема предлагаемой технологии показана на рисунке 2.2, где нагнетание воды производится через перфорированный хвостовик НКТ в продуктивный интервал, состоящий из прослоев различной проницаемости. Данная схема применима для многопластовых месторождений как месторождение Узень. Тем самым, регулирование плотности перфорации хвостовика насосно-компрессорной трубы позволяет получить близкий к равномерному фронт вытеснения нефти водой, либо каким-либо другим агентом. Подбор прочностных характеристик, а также диаметра хвостовика необходимо проводить индивидуально для каждой скважины, учитывая давление пласта, а также другие характеристики, включая присутствие агрессивных сред.

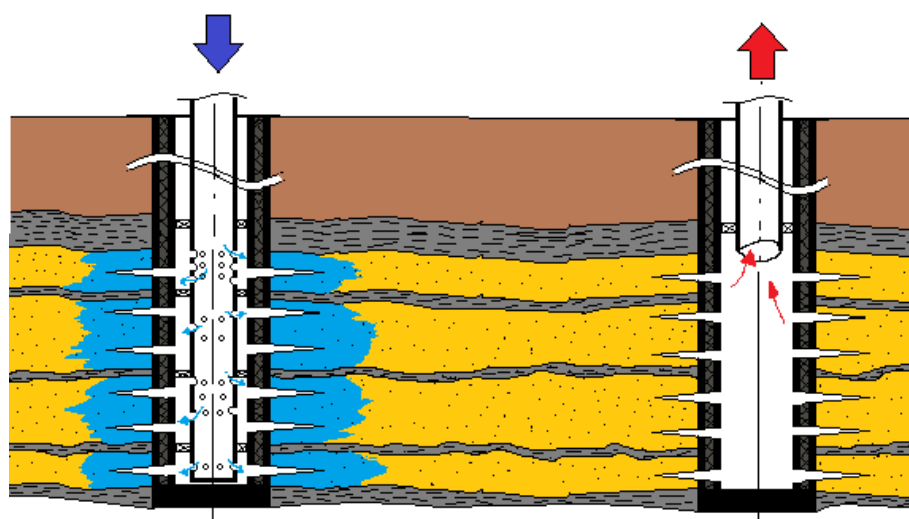


Рисунок 2.2 – Общая схема предлагаемой технологии

Для дальнейшего исследования предлагаемой технологии и выбора необходимых плотностей перфорационных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы, определим основные параметры, влияющие на насыщенность удержанной нефти в неоднородном по проницаемости пласте.

2.3 Макро - улавливание нефти в слоях различной проницаемости.

Выявим основные параметры, влияющие на макро - улавливание нефти в слоях с различной проницаемостью. Для этого представим гидродинамически не связанный двухслойный неоднородный пласт с проницаемостями $K_2 > K_1$, после закачки воды для поддержания пластового давления (рисунок 2.3). Ширина слоев равна b , высота соответственно h_1 и h_2 . Пористость постоянна и равна Φ , слой с проницаемостью K_2 полностью обводнен, в то время как фронт продвижения воды в слое с проницаемостью K_1 равен X_1 . Тем самым, мы имеем некоторый объем не извлеченной нефти в пласте (макро-удержанной), которая находится согласно нашей схеме в слое с низкой проницаемостью K_1 .

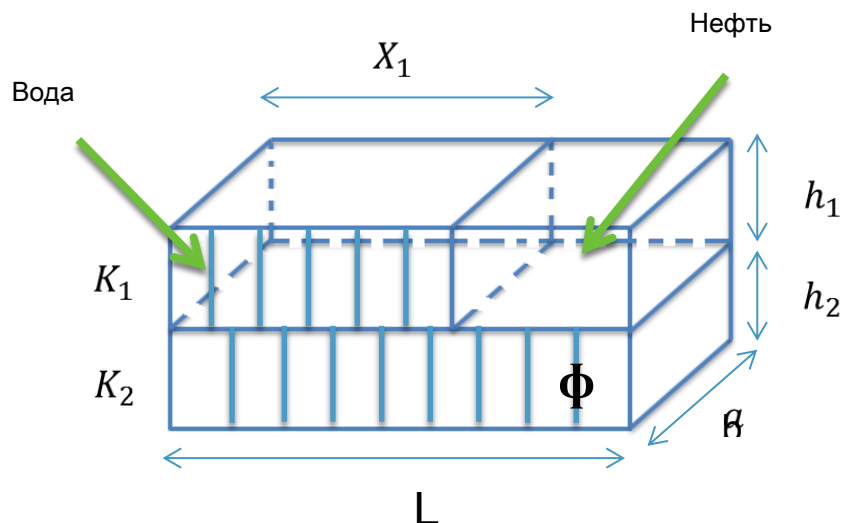


Рисунок 2.3 - Модель неоднородного пласта

Для упрощения вычислений, введем обозначение:

$$\alpha = \frac{h_1}{h_1 + h_2}; \quad (1)$$

Используя простые геометрические преобразования, имеем, что насыщенность макро-удержанной нефти равна:

$$S_{oil}^{trap} = \frac{Vol_{oil}}{Vol_{tot}} = \frac{(L-X_1)h_1b}{(h_1+h_2)Lb} = \alpha \left(1 - \frac{X_1}{L}\right) \quad (2)$$

Где, Vol_{oil} - объем нефти в пласте,
 Vol_{tot} - общий объем флюида в пласте.

Общая скорость течения флюида в пласте:

$$V = U\phi = V_{\text{нефть}} + V_{\text{вода}} = \text{const};$$

Согласно закону Дарси,

$$V_i = -\frac{K_1}{\mu_i} \frac{dP}{dx} \quad (3)$$

Где, $i = \text{вода}$, если $X < X_1$, $i = \text{нефть}$, если $X > X_1$

Тогда:

$$U = \frac{dX_1}{dt} \quad U = \frac{V}{\phi} = \frac{K_1}{\mu_{\text{мoy}}\phi} \frac{(\Delta P + P_c)}{L}$$

Где, $\mu_{\text{мoy}} = \mu_w X_1 + \mu_{\text{oil}}(L - X_1)$

Введем обозначение: $\bar{\mu} = \frac{\mu_{\text{oil}}}{\mu_w}$

Таким образом, продвижение фронта воды, равно:

$$\frac{dX_1}{dt} = \frac{K_1}{X_1 + \bar{\mu}(L - X_1)} \frac{(\Delta P + P_c)}{\phi L \mu_w} \quad (4)$$

Решив данное уравнение и подставив значение X_1 в уравнение (2) получим насыщенность удержанной нефти в пласте в процессе заводнения.

$$(X_1 + \bar{\mu}(L - X_1)\mu_w\phi L)dX_1 = K_1(\Delta P + P_c)dt$$

$$(X_1 + \bar{\mu}(L - X_1))dX_1 = \frac{K_1(\Delta P + P_c)}{\mu_w\phi L}dt$$

Обозначим за A_1 :

$$\frac{K_1(\Delta P + P_c)}{\mu_w\phi L} = A_1$$

Тогда:

$$\int (X_1 + \bar{\mu}(L - X_1))dX_1 = \int A_1 dt$$

Проинтегрировав имеем:

$$\frac{X_1^2}{2} + \bar{\mu}\left(LX_1 - \frac{X_1^2}{2}\right) = A_1 t + \text{const}$$

Когда: $t = 0, X_1 = 0$, следовательно $const = 0$

$$(1 - \bar{\mu}) \frac{X_1^2}{2} + \bar{\mu} L X_1 - A_1 t = 0$$

Тогда X_1 будет равным:

$$X_1 = \frac{-\bar{\mu} L + \sqrt{2A_1 t(1 - \bar{\mu}) + (\bar{\mu} L)^2}}{(1 - \bar{\mu})} \quad (5)$$

$S_{trap\ max}$ когда $t = t_*$

Где t_* – это время прорыва воды по высоко – проницаемому пропластку.

Следовательно, X_2 :

$$X_2(t_*) = L = \frac{-\bar{\mu} L + \sqrt{2A_2 t_*(1 - \bar{\mu}) + (\bar{\mu} L)^2}}{(1 - \bar{\mu})} \quad (6)$$

При t_* , фронт в высокопроницаемом пропластке добежит до конца, то есть равен L

$$L(1 - \bar{\mu}) = -\bar{\mu} L + \sqrt{2A_2 t_*(1 - \bar{\mu}) + (\bar{\mu} L)^2}$$

$$L^2 = (\bar{\mu} L)^2 + 2A_2 t_*(1 - \bar{\mu})$$

Найдем время прорыва воды по высоко-проницаемому пропластку:

$$t_* = \frac{L^2 - (\bar{\mu} L)^2}{2A_2(1 - \bar{\mu})}$$

$$t_* = \frac{L^2(1 - \bar{\mu})(1 + \bar{\mu})}{2A_2(1 - \bar{\mu})} = \frac{L^2(1 + \bar{\mu})}{2A_2}$$

Подставляя t_* в X_1 имеем:

$$X_1(t_*) = \frac{-\bar{\mu} L + \sqrt{2A_1 \frac{L^2(1 + \bar{\mu})}{2A_2} (1 - \bar{\mu}) + (\bar{\mu} L)^2}}{(1 - \bar{\mu})}$$

При этом:

$$\frac{A_1}{A_2} = \gamma = \frac{\frac{K_1(\Delta P + P_c)}{\mu_w \varphi L}}{\frac{K_2(\Delta P + P_c)}{\mu_w \varphi L}} = \frac{K_1}{K_2}$$

Тогда:

$$X_1(t_*) = \frac{-\bar{\mu}L + \sqrt{(\bar{\mu}L)^2 + \gamma L^2(1 - \bar{\mu}^2)}}{(1 - \bar{\mu})}$$

$$X_1(t_*) = L \frac{\sqrt{\bar{\mu}^2 + \gamma(1 - \bar{\mu}^2)} - \bar{\mu}}{(1 - \bar{\mu})}$$

Таким образом, максимальная насыщенность удержанной нефти в пласте:

$$S_{trap\ max} = a \left(1 - \frac{X_1(t_*)}{L}\right) = a \left(1 - \frac{\sqrt{\bar{\mu}^2 + \gamma(1 - \bar{\mu}^2)} - \bar{\mu}}{(1 - \bar{\mu})}\right) \quad (7)$$

Формула (7) показывает основные параметры, влияющие на насыщенность макро-удержанной нефти. Используя данную формулу, определим зависимость количества удержанной нефти в пласте от некоторых параметров:

а) Зависимость количества удержанной в пласте нефти от отношения K_1 к K_2 (рисунок 2.4) .

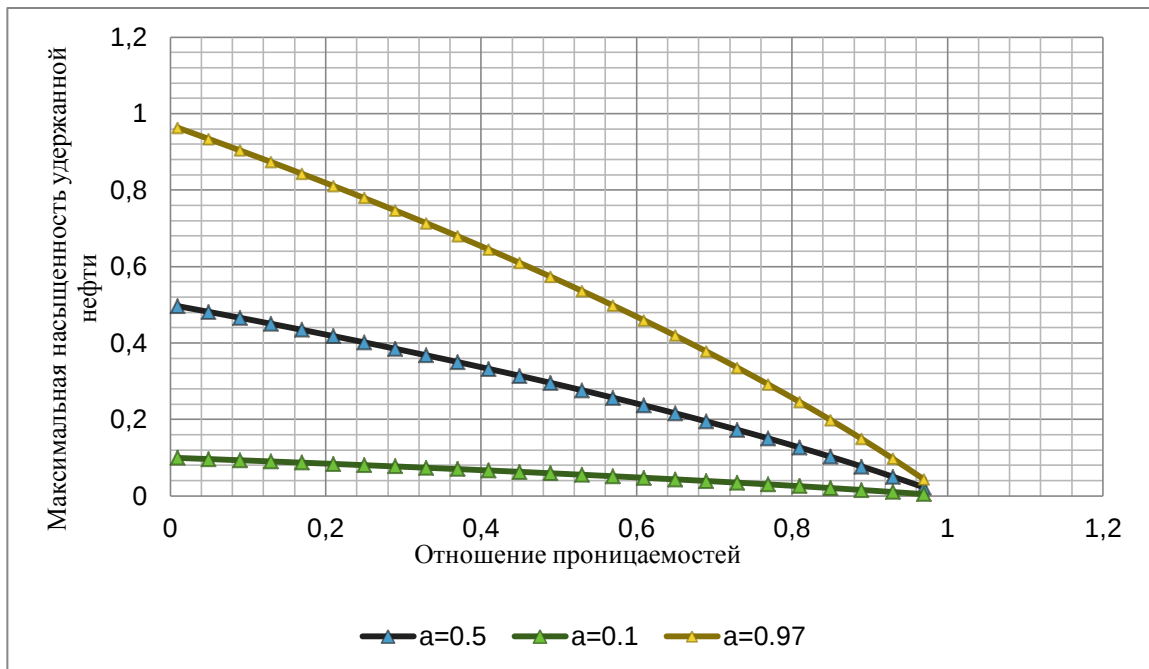


Рисунок 2.4 - $S_{trap\ max}$ в зависимости от $\frac{K_1}{K_2}$

Согласно построенному графику, когда более проницаемый слой (h_2 с проницаемостью K_2) тонкий ($a=0.97$), насыщенность удержанной нефти максимальна. В то же время, когда более проницаемый слой толстый, мы можем

наблюдать меньшее удерживание нефти. Когда $a=0,5$, слои имеют одинаковую мощность.

б) Зависимость количества удержанной в пласте нефти от a (рисунок 2.5).

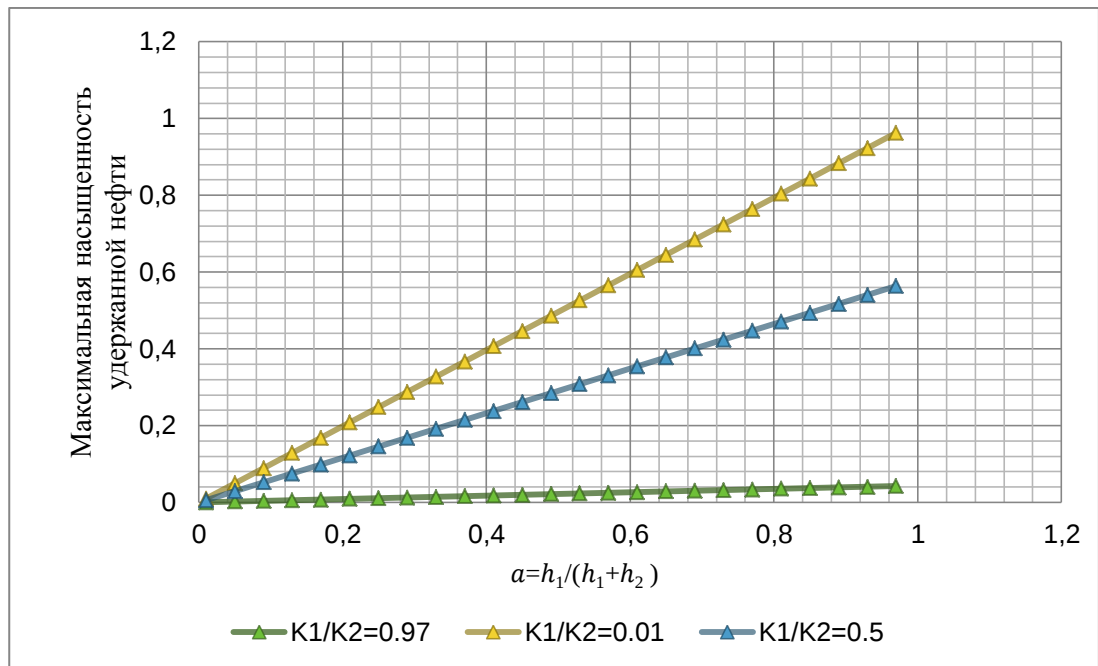


Рисунок 2.5 - $S_{trap\ max}$ в зависимости от a .

Как видно из данного графика, насыщенность удержанной нефти увеличивается с увеличением a .

Таким образом, количество удержанной нефти в пласте напрямую зависит от отношения проницаемостей слоев пласта, а также их мощностей. Степень влияние данных параметров обусловлена соотношением (7).

2.4 Выбор необходимой скорости нагнетания для каждого слоя разной проницаемости

2.4.1 Приток в около скважинной зоне

Как известно, приемистость одной нагнетательной скважины определяется из формулы Дюпюи:

$$K' = \frac{Q_B}{(P_D - P_C)} \quad (8)$$

$$K' = \frac{2\pi k k_{rw} h}{\mu_B \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (9)$$

Где, K' - приемистость нагнетательной скважины,

Q_B - расход нагнетаемой в скважину воды,

P_D - давление на радиусе дренирования

P_c - давление на забое нагнетательной скважины,
 k – проницаемость пласта,
 k_{rw} – относительная проницаемость воды
 h - мощность пласта,
 μ_v – вязкость нагнетаемой в скважину воды,
 R_k – радиус контура питания,
 r_c – радиус скважины.

При подсчете плотности перфорации хвостовика НКТ, необходимо учитывать различие в приемистости каждого прослоя одного интервала, вследствие разных проницаемостей и мощностей прослоев пласта.

Таким образом, расход нагнетаемой воды для каждого прослоя одного интервала:

$$Q_{vi} = \frac{2\pi k_i k_{rw} h_i}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} (P_d - P_c) \quad (10)$$

Учитывая несовершенства скважины:

$$Q_{vi} = \frac{2\pi k_i k_{rw} h_i}{\mu l (n \frac{R_k}{r_c} (C_1 + C_2 + C_3))} (P_d - P_c) \quad (11)$$

При этом, радиус дренирования зависит от свойств флюида, характеристик порового пространства, режима работы пласта. Таким образом, область дренирования:

$$A = \frac{0.23395 Q_s B_w}{43560 \varphi C_t h m} \quad (12)$$

В свою очередь, радиус дренирования:

$$r_K = \sqrt{\frac{A * 43560}{\pi}} \quad (13)$$

Где:

B_w – объемный коэффициент воды
 φ – пористость коллектора
 C_t - общая сжимаемость пор и флюидов
 h - мощность продуктивного пласта
 m – линия наклона

Таким образом, давление в области дренирования будет отличаться в зависимости от радиуса дренирования, который в свою очередь разнится от расходов и мощностей каждого пропластка. Давление в скважине тоже будет разниться в зависимости от расхода нагнетаемой воды для каждого пропластка.

Учитывая, что вязкость воды, отношение радиуса контура питания к радиусу скважины и разность давлений одинаковы для прослоев одного интервала, имеем:

$$Q_{vi} \approx k_i k_{rw} h_i \Delta P \quad (14)$$

Примем, учитывая изменение давлений в зоне дренирования и давление в скважине для каждого пропластка приблизительно равными, тогда,

$$Q_{vi} \approx k_i k_{rw} h_i \quad (15)$$

Учитывая несовершенство скважины, перепишем формулу,

$$Q_{vi} \approx \frac{k_i k_{rw} h_i}{C_1 + C_2 + C_3} \quad (16)$$

Где,

$$C_1 = \frac{S_{скв}}{\sum S_{перф}} - 1 \quad (17)$$

$$C_2 = \frac{K_{пл}}{K_{пзп}} - 1 \quad (18)$$

В то же время, согласно (Wang и другие, 2006г.) расход всех перфорационных каналов в каждом сегменте трубы [81]:

$$q_p = \frac{q_{ra}(i)}{\Delta x_i * n_p(i)} \quad (19)$$

Где,

$q_{ra}(i)$ – расход каждого i-го сегмента

Δx_i -длина каждого i-го сегмента

$n_p(i)$ - плотность перфорации каждого i-го сегмента

$$n_p(i) = \frac{N_i}{\Delta x_i} \quad (20)$$

N_i - количество отверстий каждого i-го сегмента

Таким образом, расход воды через перфорационные отверстия каждого i-го сегмента хвостовика НКТ (рисунок 2.6):

$$q_{ra}(i) = \pi r^2 \vartheta \Delta x_i \frac{N_i}{\Delta x_i} \quad (21)$$

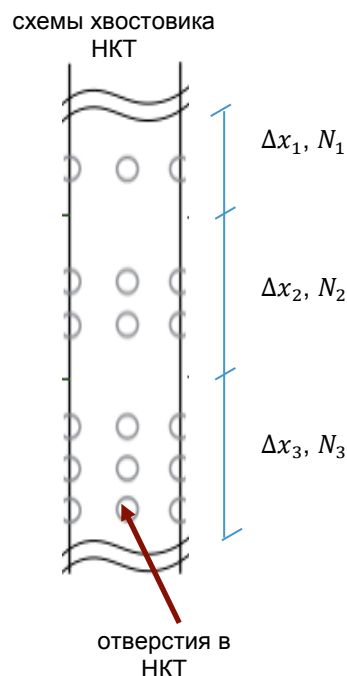


Рисунок 2.6 - Сегменты перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы

Следовательно, для равномерного продвижения воды по слоям различной проницаемости, расход закачиваемой воды через перфорационные отверстия каждого сегмента хвостовика НКТ должны отличаться, в зависимости от проницаемости и мощности прослоя.

Предположим, что мы имеем два прослоя различной проницаемости, гидродинамически не связанных между собой, так что K_i меньше, чем K_{i+1} (рисунок 2.7). Соответственно, мы имеем два сегмента хвостовика НКТ с различной плотностью перфорации.

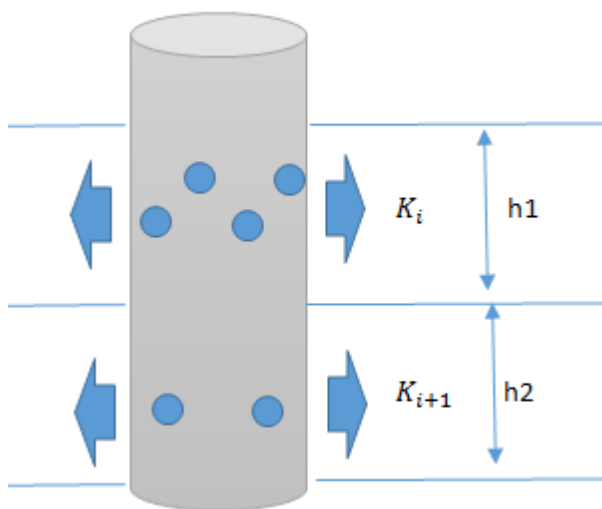


Рисунок 2.7 - Схема перфорированного хвостовика НКТ в неоднородном пласте.

Обозначим, что:

$$A_i = \pi r^2 N_i \quad (22)$$

$$A_{i+1} = \pi r^2 N_{i+1} \quad (23)$$

Таким образом,

$$\frac{K_{i+1} k_{rw} h_{i+1}}{K_i k_{rw} h_i} = \frac{A_i}{A_{i+1}} \quad (24)$$

Или,

$$\frac{K_{i+1} k_{rw} h_{i+1} (C_{1i} + C_{2i})}{K_i k_{rw} h_i (C_{1(i+1)} + C_{2(i+1)})} = \frac{A_i}{A_{i+1}} \quad (25)$$

Это теоретическое решение позволяет получить приближенную к одинаковой приемистость для каждого прослоя, регулируя плотность перфорационных отверстий. Плотность перфорационных отверстий на сегменте хвостовика НКТ в низко-проницаемом слое K_i , должна быть в $\frac{K_{i+1}}{K_i}$ раз выше, чем в высоко-проницаемом слое K_{i+1} . Здесь необходимо учитывать, что $K_{i+1} > K_i$.

При сильном варьировании проницаемостей, в несколько прослоев, близкие по значению проницаемости, объединяются в один сегмент, проницаемость данного сегмента рассчитывается как средняя между прослоями, объединенными в один сегмент.

2.4.2 Течение жидкости в пласте

Скорость в каждом слое регулируется законом Дарси. Таким образом, различная проницаемость слоев приведет к разным скоростям нагнетания в каждый промежуточный слой.

Предположим, что мы имеем два слоя с проницаемостями K_i и K_{i+1} и мощностями h_1 и h_2 соответственно (рисунок 2.7). При этом $K_{i+1} > K_i$.

Согласно закону Дарси, скорость в каждом слое определяется как:

$$U_i = \frac{V}{\varphi} = \frac{K_i k_{rw}}{\mu \varphi} \frac{(\Delta P + P_c)}{L} \quad (26)$$

$$U_{i+1} = \frac{V}{\varphi} = \frac{K_{i+1} k_{rw} (\Delta P + P_c)}{\mu \varphi L} \quad (27)$$

Где,

φ – пористость

$\Delta P, P_c$ – градиент давления и капиллярное давление соответственно

L – длина слоя

μ – вязкость флюида

Для упрощения предположим, что вязкость флюида и мощность слоев одинаковы для каждого представленного слоя, тогда:

$$U_i \approx K_i k_{rw} * \Delta P_i$$

$$Q_i \approx K_i k_{rw} * \Delta P_i * A$$

Для равномерного продвижения воды сквозь неоднородные слои, скорости воды в каждом слое должны отличаться в зависимости от проницаемости каждого прослая. Таким образом, если присутствуют два слоя:

$$\frac{K_{i+1} k_{rw}}{K_i k_{rw}} = \frac{A_i}{A_{i+1}} \quad (28)$$

При разных мощностях пропластков, необходимо учитывать последние при расчетах.

Формулы (24) и (25) выявляют соотношение между площадями отверстий (перфорация) в зависимости от проницаемостей соответствующих слоев. При этом, необходимо учитывать, что минимальная площадь отверстий (перфорация) принимается согласно техническим и технологическим возможностям проведения операций перфорации, ровно как и максимальная площадь отверстий, которая также учитывает прочностные характеристики трубы. Для получения необходимого дебита на добывающих скважинах при использовании расчета перфорации по формулам (6) и (8), необходимо также учитывать удаленность нагнетательных и добывающих скважин друг от друга, размеры продуктивного горизонта и другие факторы.

2.5 Вертикальные перетоки в гидродинамически-связанном пласте

В том случае, когда слои изолированы друг друга непроницаемыми пропластками, наблюдается полное отсутствие перетока флюида из одного слоя в другой. То есть порядок заводнения определяется реальной скоростью фронтального продвижения воды в каждом слое [82].

$$v_i \sim \frac{k_i k_{rwi}}{\varphi_i (1 - S_{ori} - S_{wci})} \quad (29)$$

В случае гидродинамически связанного пласта, становится необходимым нахождение усредненных по мощности относительных проницаемостей:
То есть:

$$\bar{k}_{rwn} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i k_i k_{rwi}}{\sum_{i=1}^n h_i k_i} \quad (30)$$

$$\bar{k}_{ron} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i k_i k_{roi}}{\sum_{i=1}^n h_i k_i} \quad (31)$$

При этом, возникает необходимость учета гравитации, согласно:

$$u_{zf} = -\frac{k_i k_{rf}}{\mu_f} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho g \right) \quad (32)$$

Где:

k_{rwi} – относительная проницаемость воды

k_{roi} – относительная проницаемость нефти

φ_i – пористость i-го слоя

S_{ori} – насыщенность нефтью i-го слоя

S_{wci} – насыщенность связанной воды i-го слоя

h_i – мощность i-го слоя

В случае разных мощностей пропластков, необходимо учитывать это при расчете средней проницаемости:

$$\bar{k}_{av} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{h} \quad (33)$$

Выводы по главе 2

В данной главе была предложена новая технология поддержания пластового давления с целью близкого к равномерному профилю вытеснения нефти водой или каким-либо другим агентом. Близкое к равномерному вытеснение осуществимо при использовании перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы, который в свою очередь условно делится на сегменты, согласно имеющимся слоям различной проницаемости продуктивного интервала; каждый сегмент имеет свою плотность перфорации. Для определения необходимой плотности перфорации каждого сегмента насосно-компрессорной трубы, с помощью формулы Дюпюи (11) и формулы, предложенной Wang и другими для определения плотности перфорации (19), формула (25) была выведена, учитывающая размеры перфорационных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы и приемистость каждого прослоя продуктивного интервала. Также, используя модель обводненного

неоднородного по проницаемости пласта и уравнение Дарси, было выведено соотношение (7), определяющее основные параметры, влияющие на удержание нефти в неоднородном пласте, а также построены графики, показывающие эти зависимости.

3 Экспериментальные исследования равномерного профиля вытеснения нефти водой

3.1 Экспериментальная установка

Для исследования равномерного фронта вытеснения нефти водой, а также проверки точности, полученной в главе 2, формулы (25), в Лаборатории Satbaev University под руководством профессора Абдели Д.Ж., была сконструирована и собрана экспериментальная установка (рисунок 3.1).

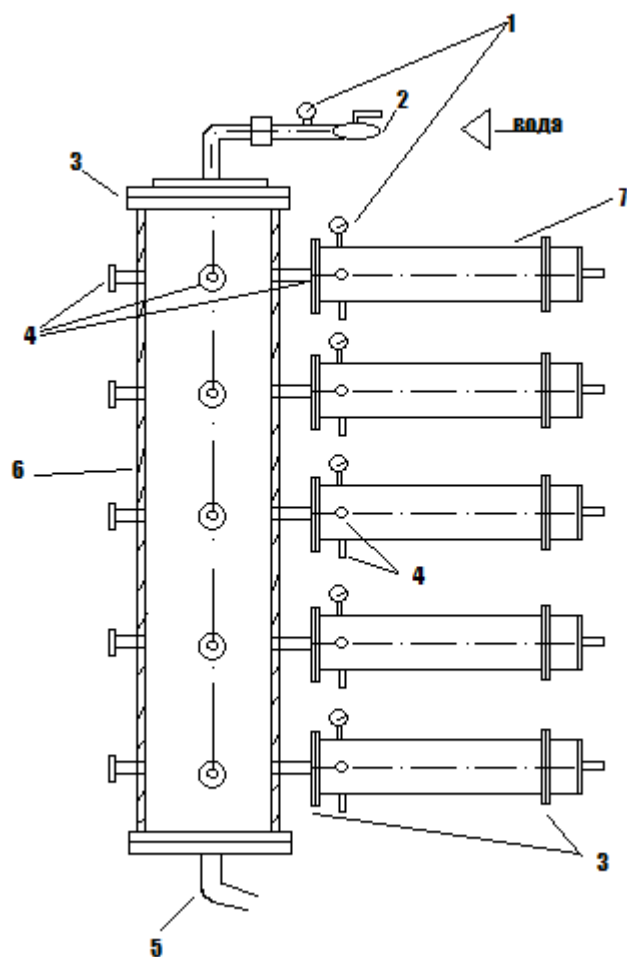


Рисунок 3.1 Экспериментальная установка для проведения опытов по равномерному профилю вытеснения нефти агентом

Экспериментальная установка, показанная на рисунке 3.1, состоит из колонны 6 диаметром 133 мм и высотой 1.8 м с выходами в виде труб меньшего диаметра 4 через каждый 400 мм. Всего четыре выхода с диаметрами 80 мм и длиной 70 мм, на каждый отвод 1. Вода в установку поступает через кран 2, соединенный с основной трубой 6 фланцевыми соединениями 3. Через выходы 4 вода далее поступает в отводы в виде труб 7. Излишек воды отводится через

выход 5. Установка оснащена манометрами 1, на входе в основную трубу 6 и отводы 7.

Труба 6 имитирует собой перфорированный хвостовик НКТ. Количество отверстий варьируется от одного до четырех (отверстия 4) в зависимости от проницаемости соответствующего прослоя. Горизонтальные трубы - отводы 7 имитирует собой пропластки, наполненные горной породой разной проницаемости. Нижняя часть обсадной колонны шарнирно закреплена к станине и имеет возможность наклоняться до горизонтального уровня на 90 градусов. Это дает возможность манипулировать при проведении опытов длиной перфорированного хвостовика НКТ, так как помещение имеет ограниченную высотой до 2,5 метров.

Задачей лабораторных исследований является установление рациональных режимов и параметров одновременного вытеснения нефти водой через пласты различной проницаемости.

3.2 Матрица планирования эксперимента

Факторами для эксперимента выберем проницаемость пропластка (отводы 7, заполненные песком различных фракций) и плотность перфорации, изменяющаяся в зависимости от количества отверстий от одного до четырех (соединительные отверстия 4). Выходом будет являться расход воды.

То есть,

$$Q = Q(k, \rho) \quad (34)$$

Где:

Q – расход (воды или нефти, в зависимости от типа эксперимента)

k – проницаемость фракции песка

ρ – плотность перфорации

Тогда, минимальное количество экспериментов, необходимое для уменьшения погрешностей отдельных измерений [86]:

$$N = p^n \quad (35)$$

Где:

n - число факторов

N -число опытов

p -число уровней

Таким образом, расход будет зависеть от изменения проницаемостей по глубине и расхода нагнетаемой воды. Будем использовать полно-факторный эксперимент. В нашем случае, эксперименты будут проводиться для четырех выбранных и подготовленных фракций песка определенное количество раз, варьируя количество отверстий (перфорации). Таким образом, данный эксперимент имеет два фактора, фракция песка (проницаемости варьируются в зависи-

мости от той или иной фракции) и плотность отверстий, варьирующихся на четырех уровнях:

$$N = 4^2 = 16$$

Тем самым, необходимым является проведение 16 опытов.

3.3 Подготовительные работы

Речной песок предварительно разделяется на фракции, используя сита разных диаметров отверстий. Были подготовлены следующие фракции песка (рисунок 3.2):

- 1) больше 4,5 мм
- 2) от 2 до 4,5 мм
- 3) меньше 2 мм
- 4) меньше 1 мм



Рисунок 3.2 Речной песок, рассортированный по фракциям

Далее для каждой фракции определяется проницаемость. Для этого, отвод заполняется песком определенной фракции и утрамбовывается (рисунок 3.3). Замеряется длина трубы, а также давления на входе и выходе из трубы, с использованием манометров. Проницаемость определяется по закону Дарси.

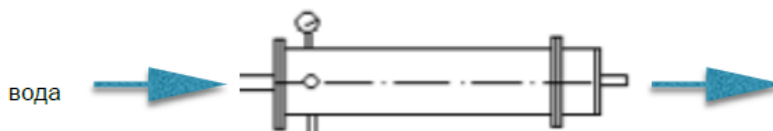


Рисунок 3.3 Отвод, заполненный песком определенной фракции

Длина отвода равна 0,48 м
Разность давлений равна 0,1 МПа
Вязкость воды $1,002 \cdot 10^{-3}$ Па*с
Площадь сечения $0,004 \text{ м}^2$

Данные по проницаемостям, в зависимости от фракций песка, показаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Проницаемости рыхлых песков

Фракция песка	Проницаемость песков (м^2)
Больше 4,5 мм	0,000279
2-4,5 мм	0,000240
Меньше 2 мм	0,000137
Меньше 1 мм	0,000102

3.4 Методика проведения и результаты эксперимента

Для регулирования равномерного фронта продвижения флюида через отводы различной проницаемости, определим, как изменяются расходы жидкости, в зависимости от того, сколько перфорационных отверстий 4 подсоединено к отводу 7 (рисунок 3.4).

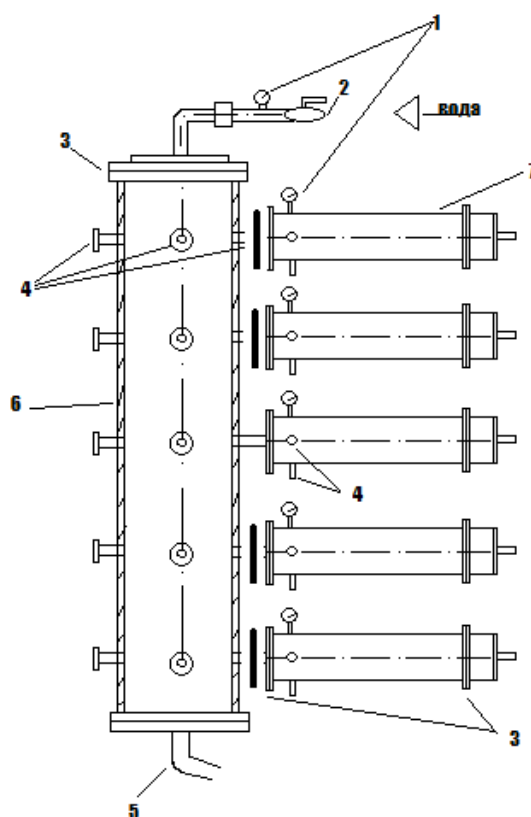


Рисунок 3.4 - Схема экспериментальной установки, при подключении только одного отвода

Для этого, заполним один отвод 7 песком определенной фракции (больше 4.5мм), преждевременно закрыв при этом остальные отводы 7. Подключив одно перфорационное отверстие 4, замерим расход воды, проходящий через определенную фракцию песка. Далее, увеличивая плотность перфорационных отвер-

ствий, т.е. подключая два, три, а затем все четыре перфорационных отверстия 4, замерим расходы жидкости соответственно. Аналогичный опыт проводим с фракциями песка 2-4.5мм; меньше 2мм и меньше 1мм.

При этом расход жидкости замеряется с помощью расходомера ВСКМ-15. ПС 4213-001-77986247-2005-02, погрешность $\pm 2\%$. Максимальная температура 90С, максимальное давление 16кгс/см². Минимальный расход воды 0,03м³/ч, максимальный 3м³/ч. Минимальная цена деления счетного механизма 0,0001.

Следует отметить, что в данном эксперименте мы имеем дело только с одной фазой, а именно водой. Согласно матрице планирования, достаточным для получения достоверных результатов, является проведение шестнадцати экспериментов. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Графики 3.5-3.10 отображают полученные значения расходов воды для различных фракций песка при варьировании количества подключенных отверстий для 16 опытов. Согласно полученным результатам, большинство значений находятся на одной линии тренда.

График 3.11 иллюстрирует первые результаты, которые представляют собой расходы воды, при протекании последней сквозь отвод 7, заполненный последовательно фракциями песка меньше 1мм, меньше 2мм, от 2.5 до 4.5 мм и больше 4.5 мм при подключении только одного перфорационного отверстия 4. Следующие графики (3.12, 3.13, 3.14) отображают расходы жидкости при тех же фракциях песка, но при увеличении количества перфорационных отверстий, подключенных к отводу 7, то есть увеличение плотности перфорации. Согласно полученным результатам, наибольший расход возникает при течении жидкости сквозь песок фракции больше 4,5 мм; наименьший расход возникает при течении жидкости через песок фракции меньше 1 мм, что является вполне закономерным. При этом разница между расходом при фракции песка больше 4,5 мм и фракцией песка меньше 1 мм, равна 0,00012627 м³/с.

Таким образом, наиболее высокопроницаемый слой (фракция песка больше 4,5 мм) имеет наибольший расход, по сравнению со слоем меньшей проницаемости (фракция песка меньше 1 мм). Соответственно, при наличии слоистого пласта, состоящего из слоев разной проницаемости, расход закачиваемой воды в каждом прослое будет различным (с опережением в самом высокопроницаемом прослое), что и приводит к преждевременному обводнению нефтяных пластов.

Используя данные расходов жидкости в зависимости от фракции песка, становится возможным в последующем подобрать непосредственно к данным фракциям необходимую плотность перфорации для достижения равномерного фронта продвижения воды при наличии нескольких слоев различной проницаемости.

Получение равномерного фронта вытеснения

Равномерные дебиты жидкости на выходе из горизонтальных отводов позволяют говорить о равномерном фронте вытеснения из слоистого пласта. Тем самым, подобрав необходимое количество отверстий для каждой фракции можно добиться равномерного фронта вытеснения. Например, согласно экспериментальным результатам, при наличии двух различных по проницаемости слоев: фракция песка меньше 2 мм (а), фракция песка меньше 1 мм (б); необходимое количество отверстий для случая (а) - 3 отверстия, для случая (б) - 4 отверстия (рисунок 3.11), где разница в конечных дебитах жидкости составляет 0,00000382 м³/с. При этом, также возможен случай варьирования двумя отверстиями для случая (а) и тремя отверстиями для случая (б), где разница в конечных дебитах составляет 0,00000622 (рисунок 3.15). Результаты эксперимента представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Результаты эксперимента. Течение жидкости сквозь трубы, заполненные песком различных фракций.

Факторы		Отклик (м3/ч)																
Пес.	N	Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈	Q ₉	Q ₁₀	Q ₁₁	Q ₁₂	Q ₁₃	Q ₁₄	Q ₁₅	Q ₁₆	Q _{ср}
>4.5 мм	1 отб	0,838	0,837	0,838	0,839	0,835	0,839	0,85	0,838	0,839	0,836	0,839	0,835	0,839	0,839	0,836	0,838	0,838438
	2 отб	1,189	1,19	1,189	1,187	1,18	1,188	1,189	1,191	1,189	1,187	1,189	1,188	1,199	1,189	1,179	1,195	1,188625
	3 отб	1,505	1,504	1,505	1,506	1,507	1,508	1,51	1,501	1,505	1,506	1,507	1,503	1,504	1,504	1,506	1,505	1,505375
	4 отб	1,829	1,828	1,827	1,825	1,829	1,833	1,829	1,829	1,824	1,826	1,831	1,829	1,83	1,832	1,826	1,833	1,82875
2 - 4,5М м	1 отб	0,72	0,721	0,722	0,725	0,71	0,726	0,721	0,727	0,723	0,724	0,721	0,73	0,727	0,723	0,722	0,73	0,72325
	2 отб	1,078	1,079	1,075	1,076	1,08	1,078	1,077	1,071	1,076	1,084	1,076	1,081	1,083	1,076	1,077	1,075	1,077625
	3 отб	1,368	1,369	1,365	1,367	1,377	1,369	1,367	1,369	1,365	1,369	1,372	1,368	1,368	1,367	1,363	1,365	1,368
	4 отб	1,721	1,721	1,71	1,719	1,721	1,722	1,72	1,721	1,723	1,72	1,721	1,722	1,723	1,721	1,725	1,72	1,720625
<2М м	1 отб	0,631	0,632	0,63	0,629	0,629	0,631	0,633	0,622	0,629	0,635	0,631	0,632	0,633	0,63	0,64	0,632	0,631188
	2 отб	0,99	0,985	0,984	0,99	0,986	0,983	0,98	0,985	0,984	0,979	0,986	0,985	0,984	0,983	0,988	0,986	0,984875
	3 отб	1,28	1,281	1,282	1,286	1,279	1,279	1,278	1,277	1,282	1,281	1,28	1,284	1,277	1,28	1,281	1,284	1,280688
	4 отб	1,611	1,612	1,609	1,61	1,608	1,612	1,611	1,613	1,614	1,611	1,612	1,61	1,609	1,611	1,612	1,612	1,611063
<1М м	1 отб	0,383	0,384	0,382	0,4	0,385	0,384	0,386	0,387	0,37	0,384	0,38	0,381	0,381	0,382	0,381	0,383	0,383313
	2 отб	0,681	0,682	0,675	0,685	0,679	0,679	0,682	0,681	0,682	0,68	0,678	0,685	0,683	0,681	0,682	0,683	0,681125
	3 отб	1,01	1,006	1,005	1,006	1,005	1,0011	1,012	1,013	1,006	1,005	1,011	1,01	1	1,005	1,006	1,01	1,006944
	4 отб	1,294	1,295	1,294	1,295	1,296	1,296	1,295	1,293	1,28	1,295	1,293	1,295	1,297	1,298	1,291	1,293	1,29375

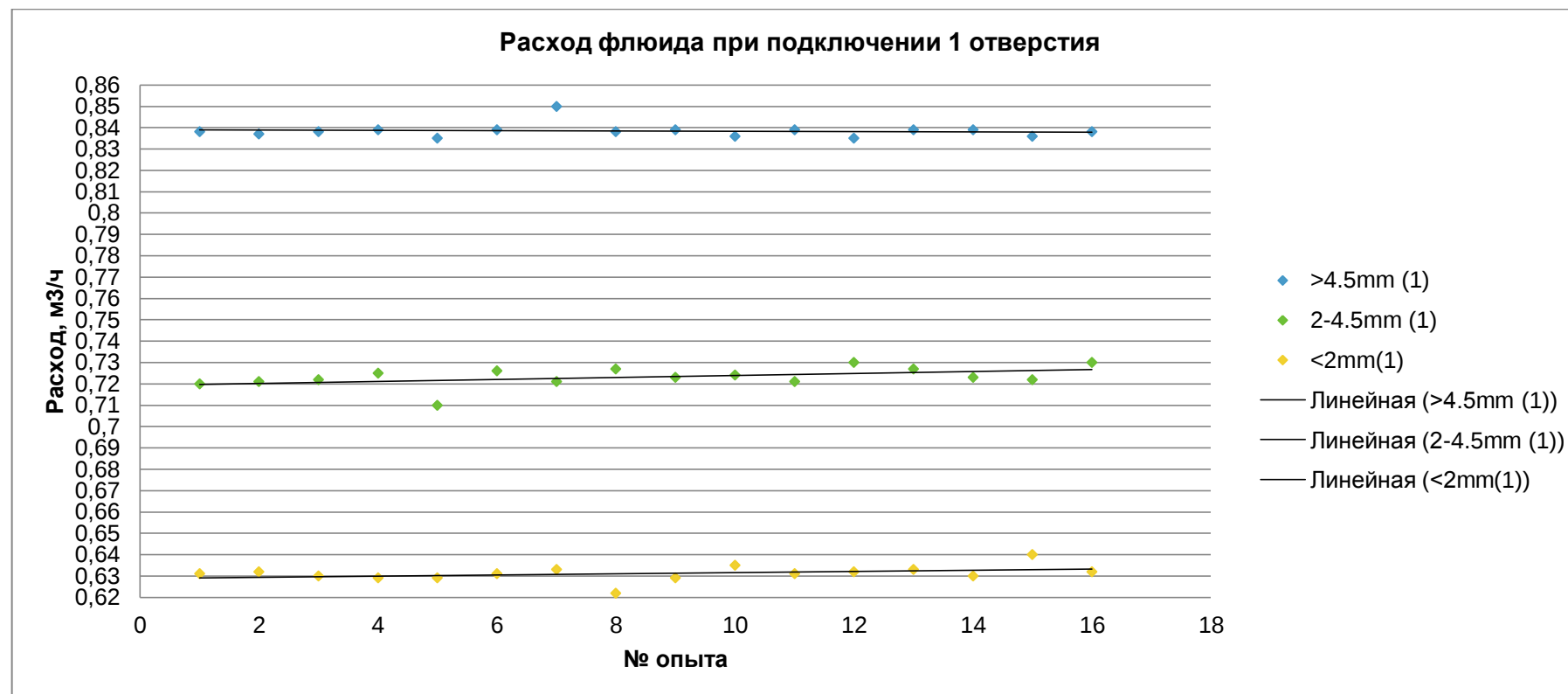


Рисунок 3.5 - Расход флюида при использовании одного отверстия для фракций песка больше 4,5мм, от 2 до 4,5 мм, меньше 2мм

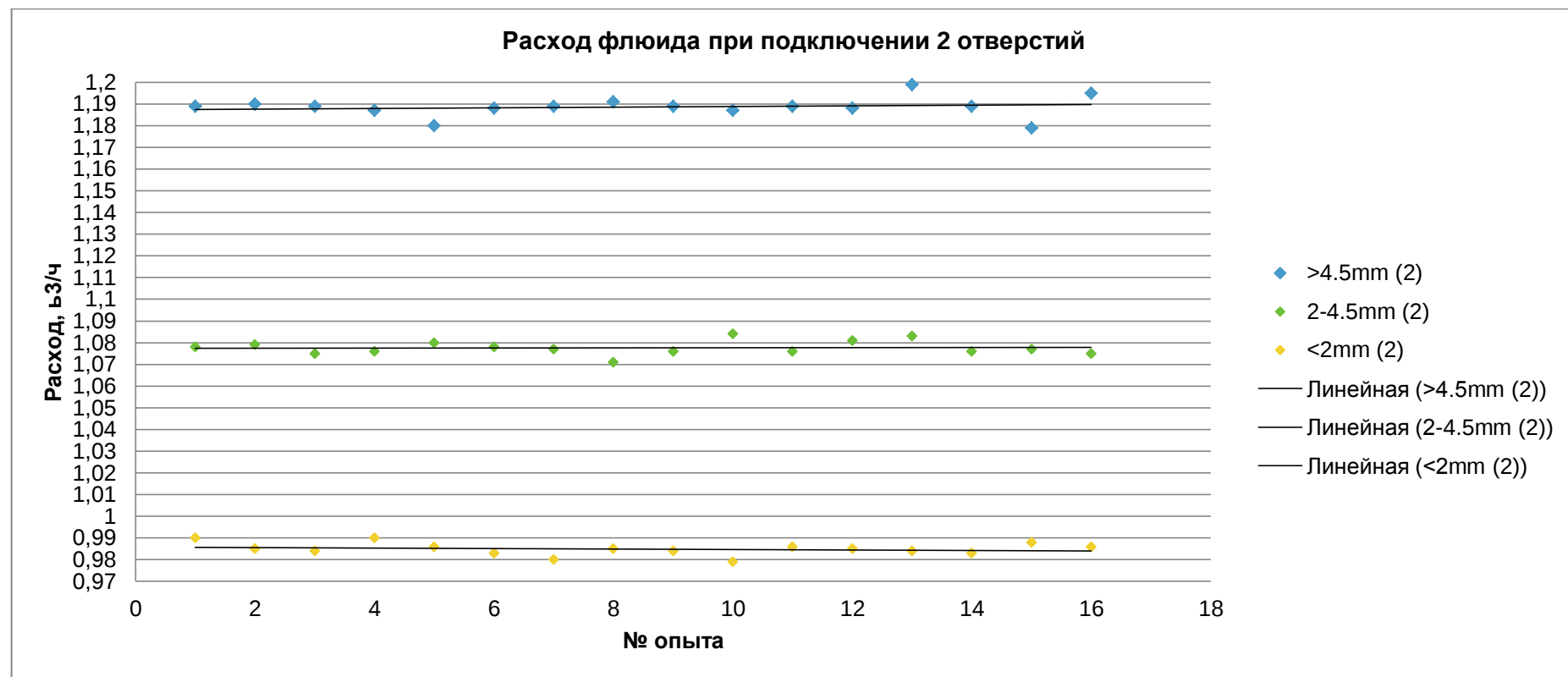


Рисунок 3.6 - Расход флюида при использовании двух отверстий для фракций песка больше 4,5мм, от 2 до 4,5 мм, меньше 2мм

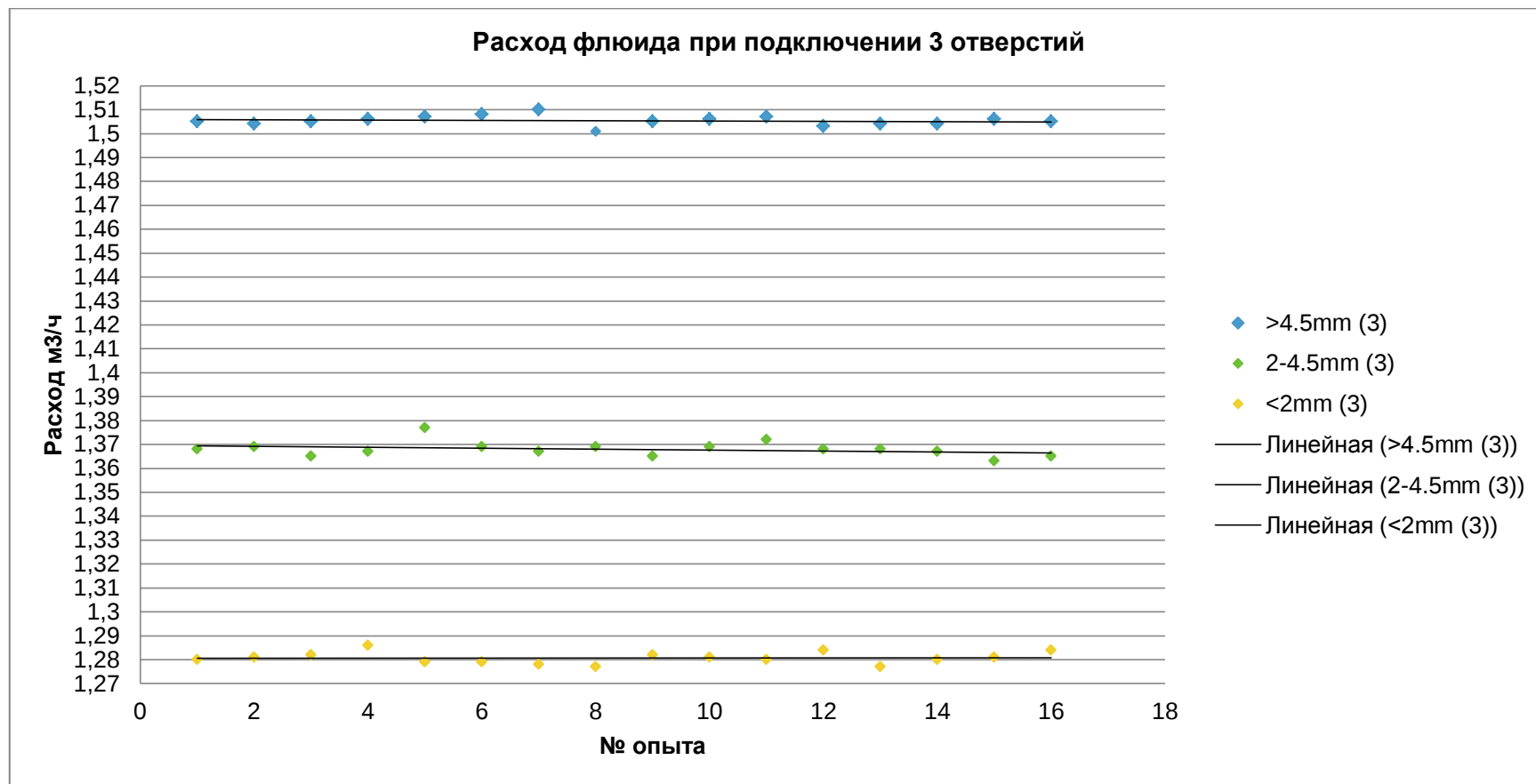


Рисунок 3.7 - Расход флюида при использовании трех отверстий для фракций песка больше 4,5мм, от 2 до 4,5 мм, меньше 2мм

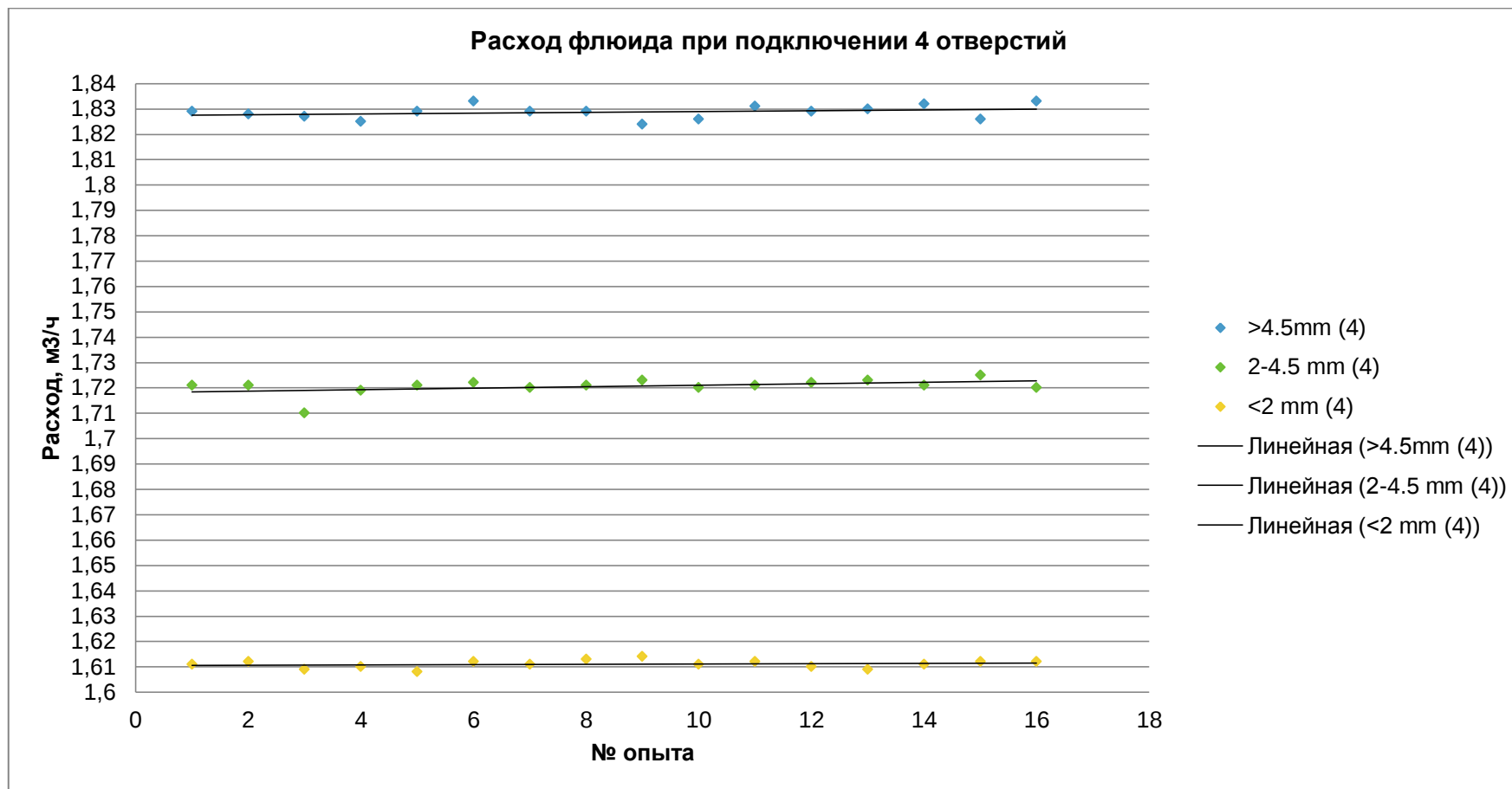


Рисунок 3.8 - Расход флюида при использовании четырех отверстий для фракций песка больше 4,5мм, от 2 до 4,5 мм, меньше 2мм

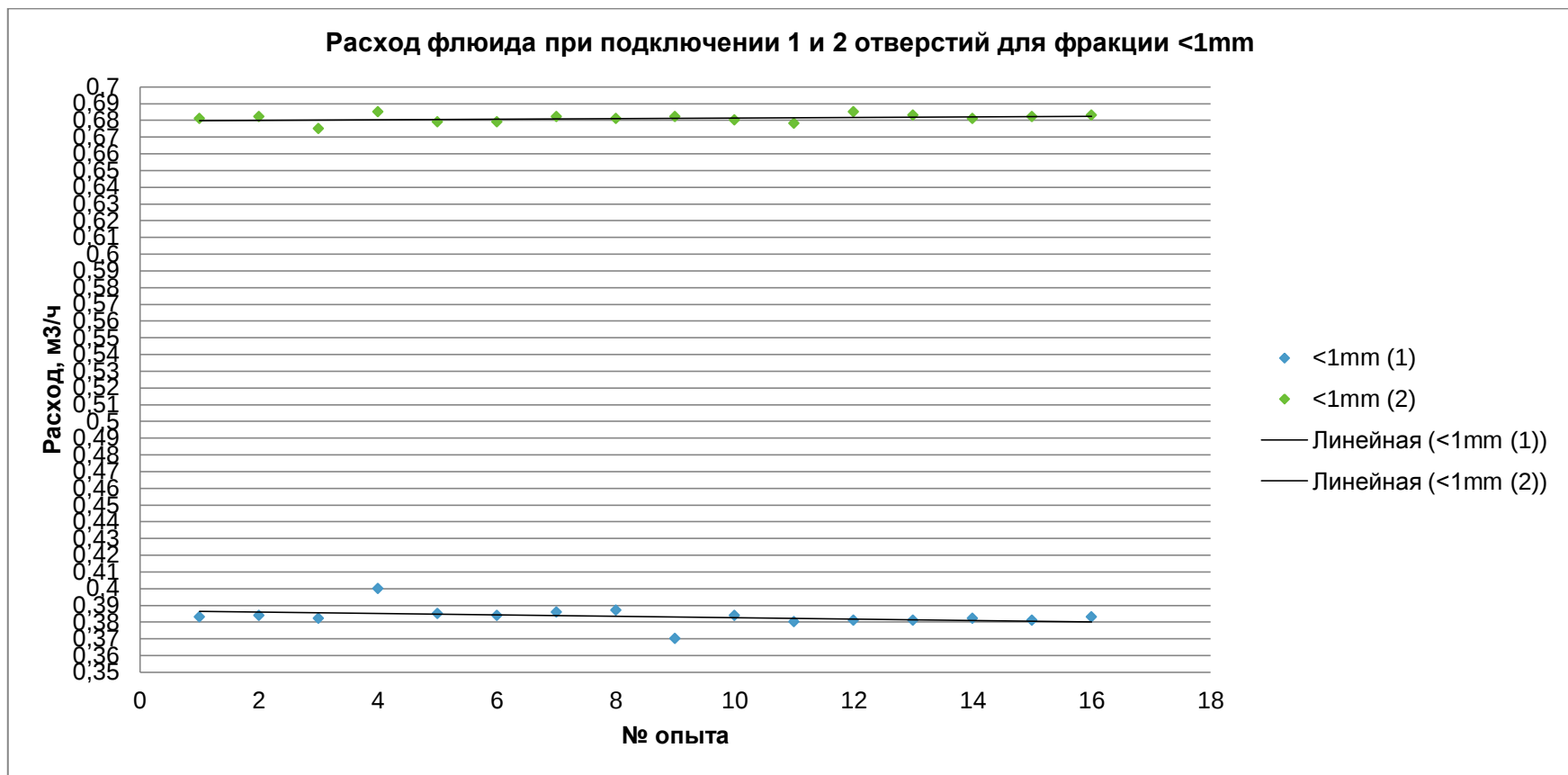


Рисунок 3.9 - Расход флюида при использовании одного и двух отверстий для фракций песка меньше 1 мм



Рисунок 3.10 - Расход флюида при использовании трех и четырех отверстий для фракций песка меньше 1 мм

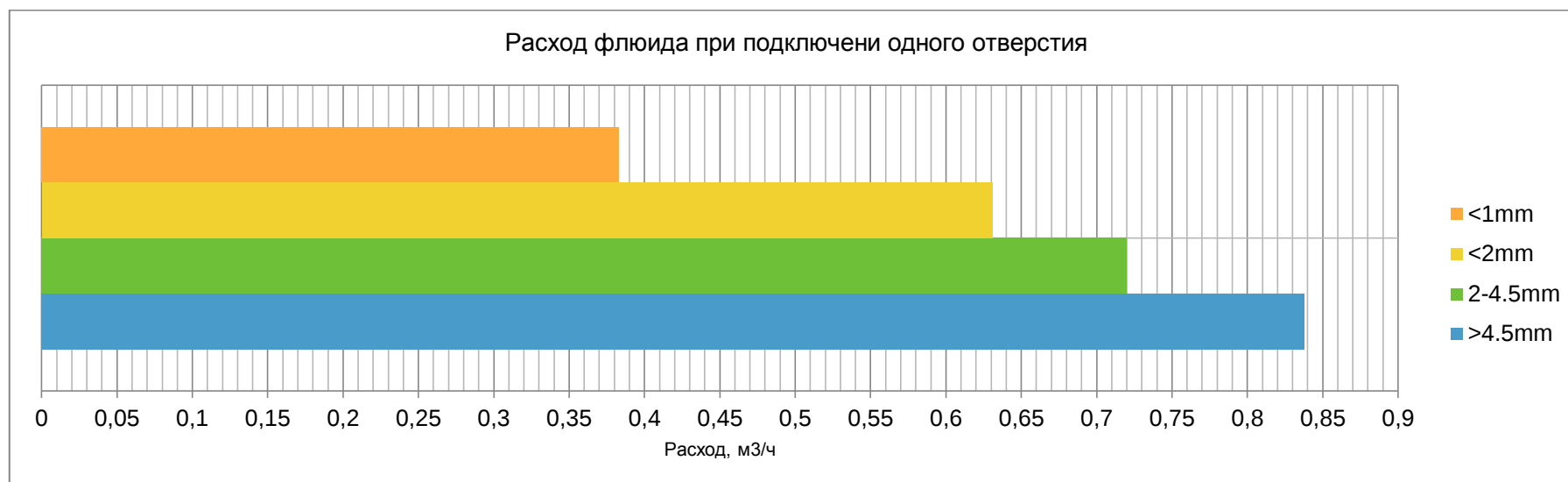


Рисунок 3.11- Расход флюида при течении жидкости сквозь песок различных фракций при подключении одного отверстия.

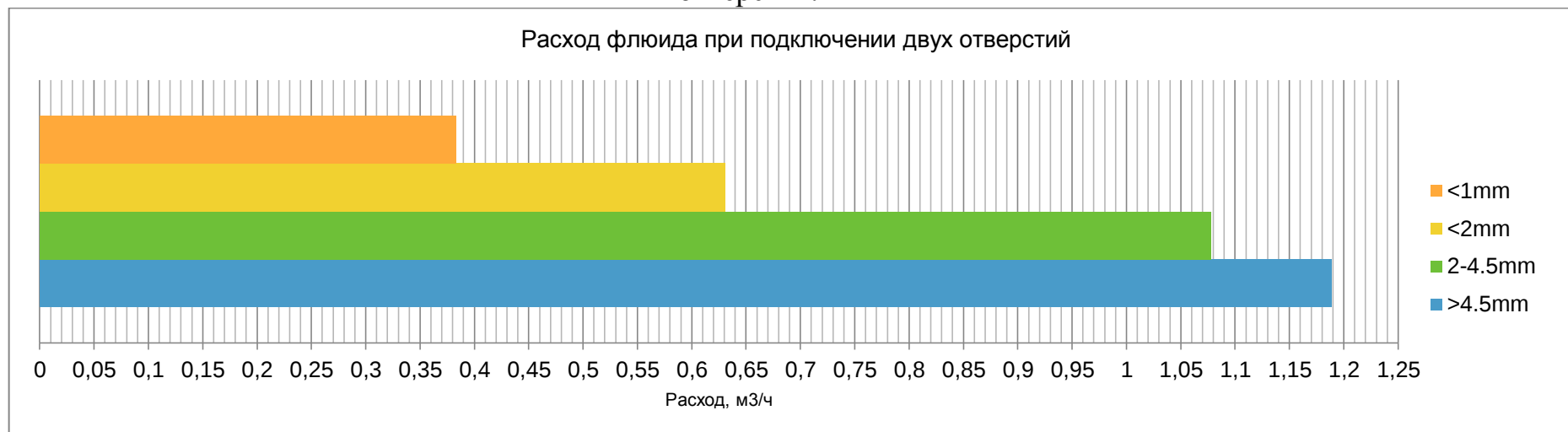


Рисунок 3.12 - Расход флюида при течении жидкости сквозь песок различных фракций при подключении двух отверстий

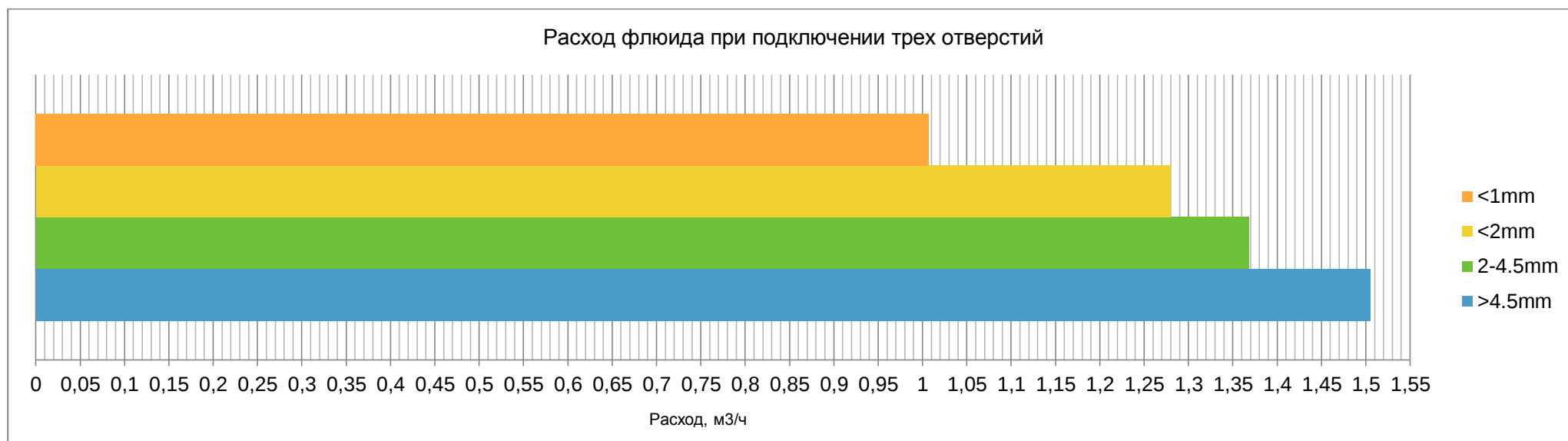


Рисунок 3.13 - Расход флюида при течении жидкости сквозь песок различных фракций при подключении трех отверстий

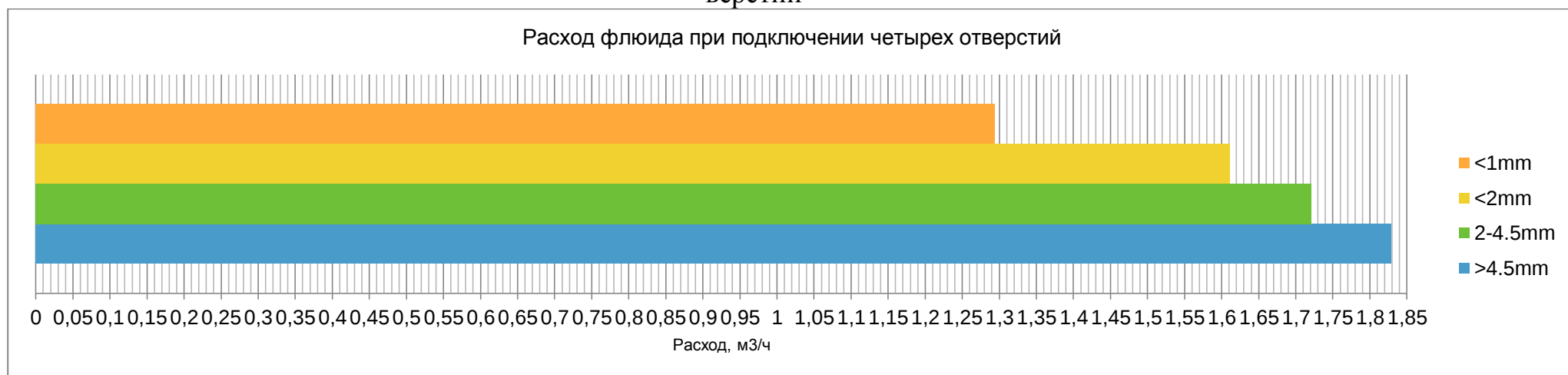


Рисунок 3.14 - Расход флюида при течении жидкости сквозь песок различных фракций при подключении четырех отверстий

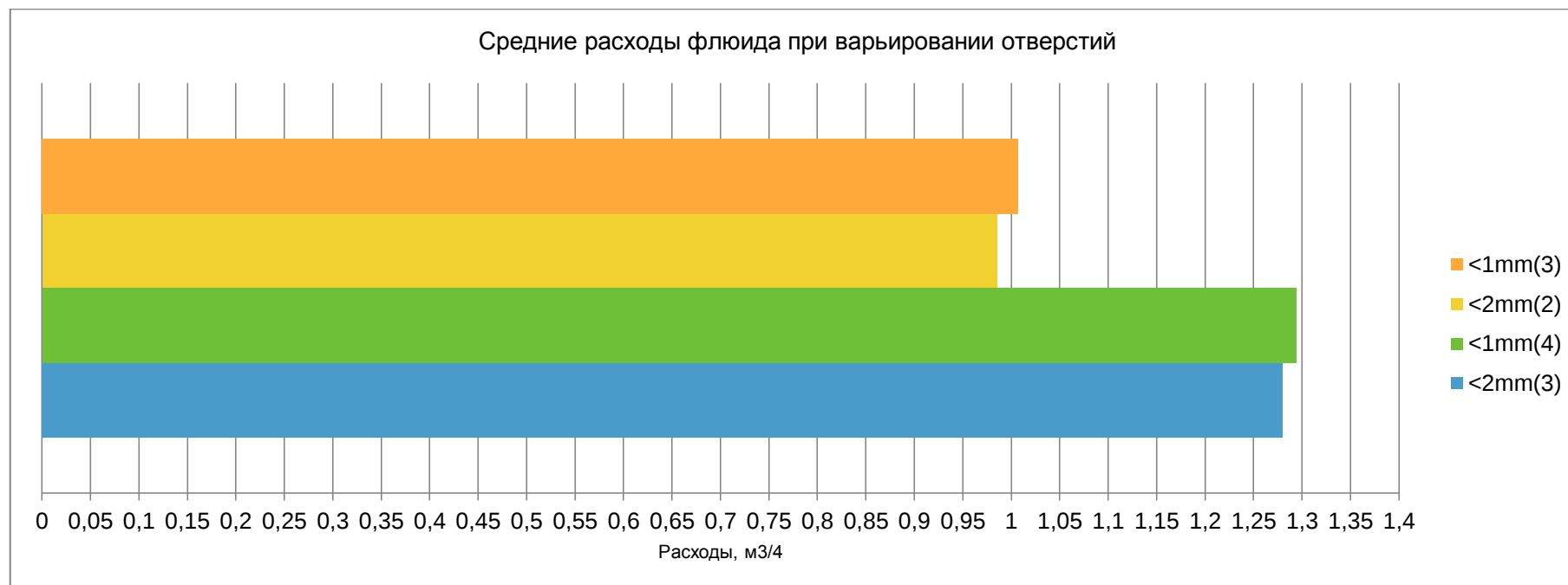


Рисунок 3.15 - Близкий к равномерному расход флюида

Таким образом, согласно результатам, полученным в ходе экспериментальных работ, можно контролировать дебиты в слоистых пластах различной проницаемости, варьируя количеством перфорационных отверстий, то есть количеством отверстий хвостовика НКТ. При этом подбор плотности перфораций хвостовика должен подбираться индивидуально к каждой скважине, учитывая ФЕС слоев пласта.

В нашем случае, при лабораторных испытаниях, для получения равномерного фронта вытеснения при фракциях (а) и (б) достаточным является варьирование 2 и 3 отверстиями, либо 3 и 4 отверстиями.

Проверим формулу 24, полученную в главе 2 и определим, верны ли равенства соотношения проницаемостей и площадей перфорационных отверстий. Так как в эксперименте была использована одна фаза – вода, а также мощности пропластков одинаковы, опустим h , k_r в формуле (мощность пропластков и относительная проницаемость соответственно). Тогда становится необходимым проверить упрощенную формулу:

$$\frac{K_{i+1}}{K_i} = \frac{A_i}{A_{i+1}}$$

Данные проницаемостей в зависимости от фракции песка отображены в таблице 2. Как было уточнено ранее, плотность перфорационных отверстий варьируется подключением к отводу от одного до четырех соединений. Площадь сечения каждого соединения представляет собой круг, радиусы которых равны между собой ($r = 0.00575$ м). Получается, при подключении одного, двух, трех и четырех перфорационных отверстий к отводу, заполненным песком той или иной фракции, площади сечений равны:

$$\begin{aligned} A_1 &= \pi * r^2 = 0.0001 \text{ м}^2 \\ A_2 &= 2 * \pi * r^2 = 0.0002 \text{ м}^2 \\ A_3 &= 3 * \pi * r^2 = 0.0003 \text{ м}^2 \\ A_4 &= 4 * \pi * r^2 = 0.0004 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

Проверим случай, полученный на графике 3.15, когда равномерный фронт вытеснения достигнут при A_3 для песка, с фракцией меньше 2 мм, A_4 для песка, с фракцией меньше 1 мм. Тогда:

$$\frac{A_i}{A_{i+1}} = \frac{A_4}{A_3} = 1,333$$

$$\frac{K_{i+1}}{K_i} = \frac{K_{\text{фракция} < 2\text{мм}}}{K_{\text{фракция} < 1\text{мм}}} = 1,343$$

Также необходимо отметить, что в рамках экспериментальных работ, учет влияния силы тяжести по формуле (32), не проводился, вследствие небольших разностей высот между пропластками.

Таким образом, используя формулу (24), которая учитывает проницаемости прослоев и площади перфорационных отверстий становится возможным регулирование близкого к равномерному фронту вытеснения.

Необходимо отметить, что в случае эксперимента нами не учитываются коэффициенты C_1, C_2 .

Выводы по главе 3

В данной главе показаны результаты экспериментальных исследований, направленные на изучение расхода жидкости при протекании сквозь песок различных фракций. Для проведения необходимых исследований, была сконструирована экспериментальная установка. Подбором необходимых плотностей перфорационных отверстий были получены близкие к равномерным фронтам продвижения воды через пески различных фракций. Вариации плотностей перфорации в зависимости от проницаемостей песков могут быть подобраны теоретически по формуле (24), что экспериментально подтверждено получением равномерного фронта продвижения флюида через разнопроницаемые прослой.

4 Гидродинамическая модель равномерного профиля вытеснения нефти водой

4.1 Математическая формулировка

Уравнение материального баланса для модели черной нефти:

$$-\varphi \frac{\partial(\rho_{\alpha} s_{\alpha})}{\partial t} = \operatorname{div}(\rho_{\alpha} s_{\alpha} \bar{V}_{\alpha}) + Q \quad (36)$$

$$s_{\alpha} = \frac{V_{\alpha}}{V_{por}} \quad (37)$$

Где:

φ – пористость пласта

α – нефть, вода

ρ – плотность флюида

s – насыщенность флюида

$\bar{V}$ – скорость Дарси

V_{α} – объем, занимаемый определенным флюидом

V_{por} – объем пор

Q – +/- закачка/добыча флюида

Начальные условия:

$$P_{x=0} = P_1$$

$$Q_{inj} = 0$$

$$Q_{prod} = 0$$

Граничные условия:

$$Q_{x=0} = Q_{inj}$$

$$Q_{x=x1} = Q_{prod}$$

4.2 Описание модели

Для построения модели неоднородного пласта и оценки эффекта от предлагаемой технологии был выбран гидродинамический симулятор компании Schlumberger, Eclipse 100 Black oil (E100). Геологические данные пласта (проницаемость, мощность продуктивного пласта, расстояние между скважинами) и свойства нефти, используемые в моделях, принадлежит месторождению Узень. Для моделирования перфорированного хвостовика НКТ с разной плотностью перфорации применялось локальное измельчение сетки и ключевое слово COMPDATL. В целях более полного изучения эффекта от предлагаемой технологии, модель была построена для нескольких случаев геологических данных, с разными фильтрационно-емкостными свойствами пласта. Также было рассмотрено два случая; первый – это модель с одной нагнетательной и одной добывающей скважиной, без водонасыщенности при начальных условиях; второй – модель с одной нагнетательной и четырьмя добывающими скважинами с определенной начальной водонасыщенностью.

Мощности пластов для разных случаев варьируются от 20 до 30м, расстояния между скважинами варьируются от 200 до 300м. Проницаемости по направлениям X и Y равны между собой, проницаемость по вертикали в 10 раз ниже проницаемостей по X и Y. Симуляция просчитана для всех случаев на 82 года. Эффект от силы гравитации интегрирован в Eclipse по умолчанию.

Используя характеристики месторождения Узень, данные которого имеют место в симуляционных тестах данной работы, для оценки эффекта от предлагаемой технологии, для каждого месторождения, было построено две модели: первая – «традиционная», которая оценивает добычу нефти при использовании традиционной скважины, то есть той, которая используется на данный момент на месторождении Узень. Традиционная скважина представляет собой эксплуатационную скважину, которая пробурена до забоя продуктивного горизонта и зацементирована; обсадная колонна и цементное кольцо проперфорированы вдоль всего продуктивного интервала равномерно с плотностью перфорации, учитывающей прочностные характеристики трубы, а также фильтрационно-емкостные свойства пласта, используя осредненные проницаемости всего продуктивного интервала; насосно-компрессорная труба опущена до верхней границы продуктивного интервала. Вторая модель – «предлагаемая», которая представляет собой симуляцию с использованием перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы, где обсадная колонна и цементное кольцо проперфорированы вдоль всего продуктивного интервала равномерно; хвостовик насосно-компрессорной трубы опущен до нижней границы продуктивного интервала и проперфорирован с определённой переменной плотностью, учитывающей проницаемости каждого слоя продуктивного интервала, по формуле (25), выведенной во второй главе данной работы. В численных исследованиях вводилась корректировка на коэффициенты C1 и C2.

4.2.1 Случай А

Модель неоднородна и имеет несколько тонких непроницаемых слоев в продуктивном горизонте. Пористость однородна и равна 0,2. Насыщенность нефтью равна 0,8; 0,2 составляет насыщенность связанной воды в пласте. Число ячеек в модели составляет 8050 с уменьшением локальной сетки в около-скважиной зоне, которая составляет 67420 ячеек. Модель имеет 23 слоя с различной проницаемостью в мД и одинаковой мощностью для каждого прослоя. Распределение проницаемостей в продуктивном пласте случая А показана на рисунке 4.1, где по оси абсцисс – номера слоев, начиная с первого-верхняя граница продуктивного пласта, заканчивая двадцать третьим – нижняя граница продуктивного интервала.

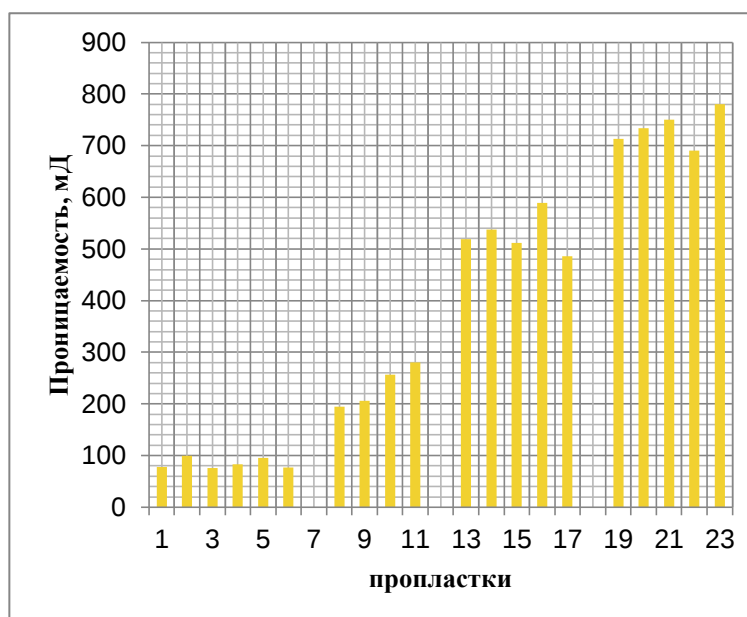


Рисунок 4.1- Распределение проницаемостей месторождения Узень для случая А

Как видно из рисунка 4.1 продуктивный пласт отличается сильным варьированием значений проницаемости, начиная от 77мД до 780мД; при этом имеются непроницаемые слои: седьмой, двенадцатый и восемнадцатый пропластки на рисунке 4.1.

Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин для месторождения А представлены в таблице 4.1 и представляет собой ключевые слова и цифровые данные, введенные в Eclipse Data file.

Таблица 4.1- Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин

«традиционная» модель	«предлагаемая» модель
COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 483 open 2* 0.67 / /	COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 126 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 148 193 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 253 271 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 379 389 open 2* 0.67 / /

Как видно из таблицы 4.1, используя ключевое слово COMPDATL - «задание данных вскрытия скважин в локально-измельченных сетках» [1], традиционная скважина перфорируется по всему продуктивному интервалу (от верхней границы пласта до его нижней границы); «предлагаемая» скважина перфорируется с собственной плотностью перфорации для каждой секции хвостовика насосно-компрессорной трубы по формуле (25); в данном случае целесообразным и наиболее благоприятным является выделение че-

тырех секций хвостовика с собственными плотностями перфорации. Используя данные проницаемостей (рисунок 4.1), хвостовик насосно-компрессорной трубы поделен на секции вдоль непроницаемых прослоев (слои 7, 12, 8).

4.2.2 Случай В

Модель неоднородна, все слои гидродинамически связаны между собой. Пористость однородна и равна 0,2. Насыщенность нефтью равна 0,8; 0,2 составляет насыщенность связанной воды в пласте. Число ячеек в модели, также число ячеек локальной сетки в около-скважиной зоне, а также число слоев в продуктивном интервале идентичны предыдущему случаю. Распределение проницаемостей в продуктивном пласте случая В показано на рисунке 4.2.

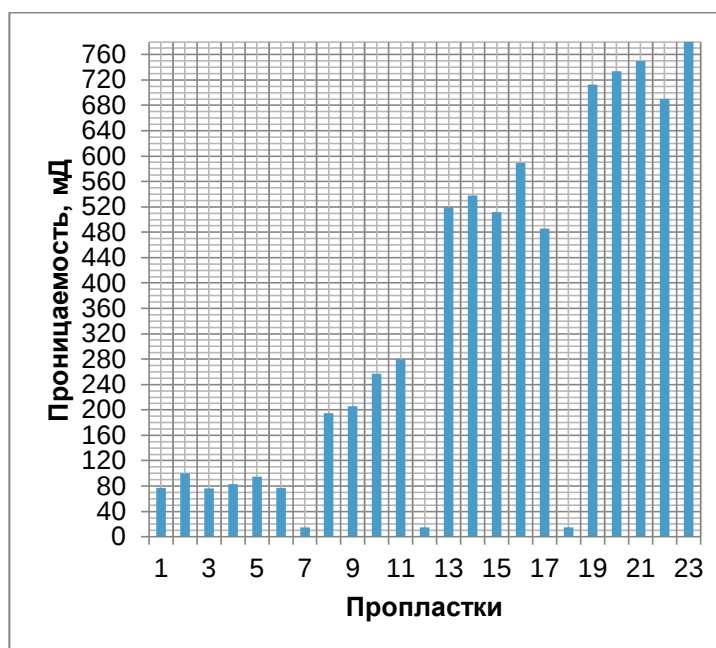


Рисунок 4.2 - Распределение проницаемостей месторождения Узень для случая В

Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин для месторождения В представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин

«традиционная» модель	«предлагаемая» модель
COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 483 open 2* 0.67 / /	COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 40 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 71 79 open 2* 0.67 /

В данном случае целесообразным и наиболее благоприятным является выделение двух секций хвостовика с собственными плотностями перфора-

ции. Используя данные проницаемостей (рисунок 4.2), хвостовик насосно-компрессорной трубы поделен на секции вдоль первого и второго прослоев, а также четвертого. В силу того, что все слои гидродинамически связаны и учитывается сила тяжести, достигается охват нижних прослоев данной модели.

4.2.3 Случай С

Модель неоднородна и имеет несколько тонких непроницаемых слоев в продуктивном горизонте. Пористость однородна и равна 0,2. Насыщенность нефтью равна 0,8; 0,2 составляет насыщенность связанной воды в пласте. Число ячеек в модели составляет 8050 с уменьшением локальной сетки в около-скважинной зоне, которая составляет 67420 ячеек. Модель имеет 23 слоя с различной проницаемостью в мД и одинаковой мощностью для каждого прослоя. Распределение проницаемостей показано на рисунке 4.3.

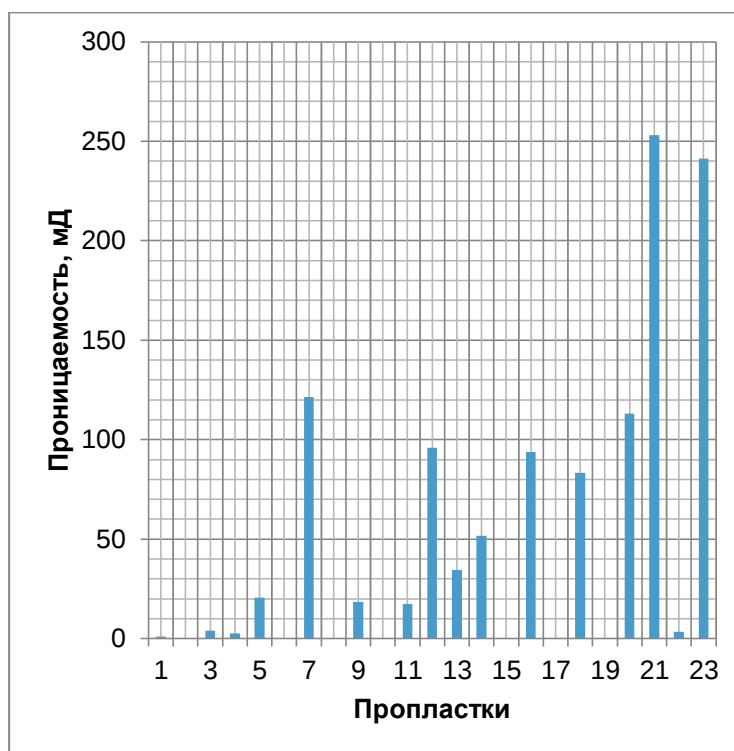


Рисунок 4.3- Распределение проницаемостей продуктивного интервала месторождения Узень для случая С

Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин для месторождения Узень случая В представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» скважин

«традиционная» модель	«предлагаемая» модель
COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 483 open 2* 0.67 /	COMPDATL inj 'LGR1' 1 8 1 105 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 127 127 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 169 185 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 211 222 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 316 318 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 358 359 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 1 8 400 401 open 2* 0.67 /

«Предлагаемая» модель предполагает разделение хвостовика насосно-компрессорной трубы на 7 секций с использованием 6 пакеров, что является трудоемким и экономически нецелесообразным и сложным в исполнении.

По рисунку 4.3 можно увидеть сильную разрозненность в значениях проницаемости. Соответственно, данный пример может служить критерием ограничения применения «предлагаемой» технологии.

4.2.4. Увеличение количества добывающих скважин

Данные модели построены с включением в модель трех дополнительных добывающих скважин при определенной обводненности месторождения, для наблюдения эффекта от предлагаемой технологии на добывающих скважинах, которые к определенному периоду уже обводнились до некоторого значения.

4.2.4.1 Случай Д

Модель состоит из 230 000 ячеек с измельчением локальной сетки 690 000 ячеек.

Продуктивный горизонт можно условно разделить на три зоны с различными насыщенностями нефти. Первая зона, красный цвет, зона с насыщенностью нефти, равной 80%; 20% составляет насыщенность связанной воды в пласте. Вторая зона, оранжевая, зона с насыщенностью нефтью, равной 70%, на 30% пласт обводнен. И наконец, третья зона, желтая, зона с насыщенностью нефти 60%, на 40% пласт обводнен (рисунок 4.22).

Распределение проницаемостей для данной модели показано на рисунке 4.4.

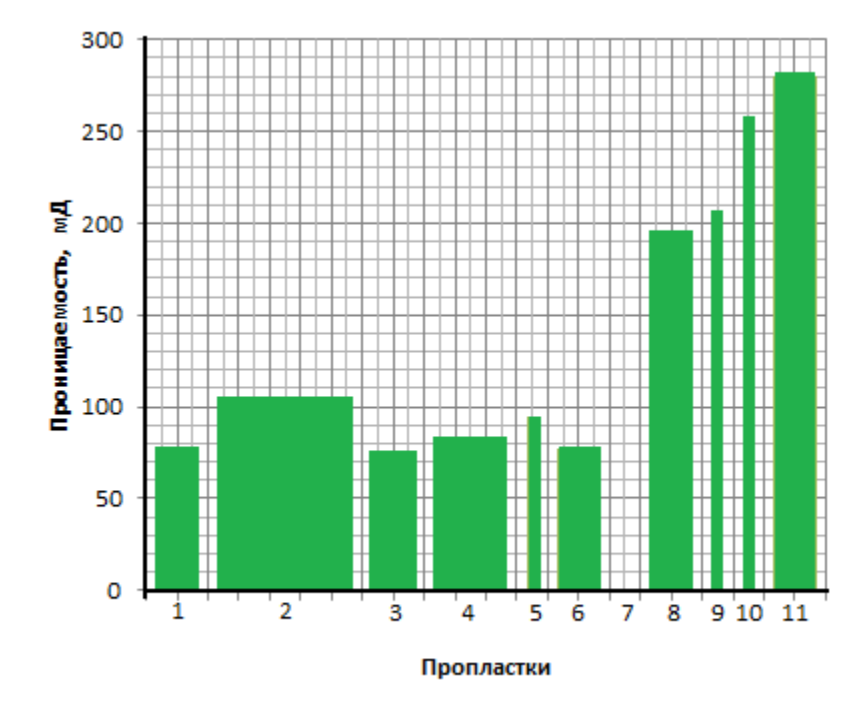


Рисунок 4.4 -Распределение проницаемостей месторождения Узень для случая Д

Пористость однородна и равна 0,2, мощность пропластков варьируется (рисунок 4.5); данные по мощностям даны в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Мощности прослоев продуктивного горизонта месторождения Д.

№ слоя	Мощность, м
1	2
2	5
3	2
4	3
5	1
6	2
7	1
8	2
9	1
10	1
11	2

Моделирование перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы нагнетательной скважины в «предлагаемой» модели также осуществлялось с использованием локально-измельченной сетки (рисунок 4.24). Данные перфорации скважин в «традиционной» и «предлагаемой» моделях отображены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 -Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» нагнетательных скважин.

«традиционная» модель	«предлагаемая» модель
COMPDATL inj 'LGR1' 10 10 1 462 open 2* 0.67 / /	COMPDATL inj 'LGR1' 10 10 1 104 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 10 10 337 342 open 2* 0.67 /

4.2.4.2 Случай Е

Модель состоит из 230 000 ячеек с измельчением локальной сетки 690 000 ячеек. Продуктивный горизонт можно условно разделить на четыре зоны с различными насыщенностями нефти. Две из которых, красный цвет, зоны с насыщенностью нефти, равной 70%; 30% составляет водонасыщенность. Другие две зоны, голубые, зоны с насыщенностью нефтью, равной 25%, на 75% пласт обводнен (рисунок 4.31).

Распределение проницаемостей для данной модели показано на рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 - Распределение проницаемостей продуктивного горизонта месторождения Узень для случая Е

Пористость однородна и равна 0,2, мощность пропластков варьируется; данные по мощностям даны в таблице 4.6.

Таблица 4.6 -Мощности прослоев продуктивного горизонта месторождения Узень для случая Е

№ слоя	Мощность, м
1	2
2	2
3	1
4	1
5	1
6	1
7	1
8	1

Таблица 4.7 -Моделирование «традиционной» и «предлагаемой» нагнетательных скважин

«традиционная» модель	«предлагаемая» модель
COMPDATL inj 'LGR1' 10 10 1 210 open 2* 0.67 / /	COMPDATL inj 'LGR1' 10 10 1 1 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 10 10 43 62 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 10 10 127 128 open 2* 0.67 / inj 'LGR1' 10 10 169 210 open 2* 0.67 /

4.2.5 Размеры, полученных перфорационных отверстий

Для определения размеров перфорационных отверстий, применяются формулы (19) и (25), представленные во второй главе данной работы. Для каждого месторождения, используя геологические размеры продуктивного интервала, усредненные проницаемости, используя формулу (25), значения относительных фазовых проницаемостей (случай Д, Е), по формуле (10) были рассчитаны отношения вскрываемых площадей перфорационных отверстий необходимых секций насосно-компрессорной трубы. Далее, используя полученные отношения, было выбрано необходимое количество вскрываемых локально-измельченных сеток для каждой секции хвостовика насосно-компрессорной трубы. Сначала была проверена теоретическая зависимость по формуле (24), считая расходы без коэффициента несовершенства, далее во все остальные случаи был добавлен коэффициент несовершенства.

Необходимо отметить, что количество пропластков, объединенных в один интервал для усреднения было выбрано путем моделирования разных случаев; то есть был выбран наилучший вариант, где накопленная добыча нефти наивысшая.

Количество и диаметр перфорационных отверстий необходимо подбирать с учетом полученного отношения (используя формулы (19) и (25)) и

длин секций хвостовика насосно-компрессорной трубы. В данной работе, учитывая вышеизложенные рекомендации, были предложены размеры перфорационных отверстий секций хвостовика насосно-компрессорной трубы. Однако следует отметить, что размеры можно подобрать любые, учитывая также прочностные характеристики трубы, главным является необходимость учитывать отношение, согласно формуле (25). В модели скин-эффект не учитывался. Количество перфорационных отверстий обсадной колонны учитывалось через коэффициент несовершенства. Количество перфорационных отверстий обсадной колонны 15 отверстий на погонный метр, диаметр каждого отверстия 30мм. Диаметр обсадной колонны 168,3 мм, толщина стенки которого равна 8,9 мм.

Случай А

Усредненные проницаемости слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика насосно-компрессорной трубы, показаны в таблице 4.8. Мощность продуктивного интервала 32м.

Таблица 4.8 - Усредненные значения проницаемостей слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика НКТ

№ секции			
1	2	3	4
Средняя проницаемость, мД			
84,8	234,375	528,76	733,4

Следует отметить, что при использовании усредненных значений проницаемостей в формуле (25), возможны небольшие погрешности, вследствие возможных перетоков между слоями, приуроченными к одной секции хвостовика насосно-компрессорной трубы. Таким образом, размеры вскрытых ячеек локально-измельченной сетки следующие (таблица 4.9):

Таблица 4.9 -Размеры перфорационных отверстий секций – хвостовика НКТ

№ секции			
1	2	3	4
Длина секции, м			
8,4	5,6	1,7	1,7
Количество отверстий			
67	36	49	34
Диаметр одного отверстия, см			
3	3	3	3

Случай В

Усредненные проницаемости слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика насосно-компрессорной трубы, показаны в таблице 4.10. Мощность продуктивного интервала 32м.

Таблица 4.10 - Усредненные значения проницаемостей слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика НКТ

№ секции	
1	2
Средняя проницаемость, мД	
84.5	377.43
Коэффициент несовершенства	
40	40,56

Размеры вскрытых ячеек локально-измельченной сетки следующие (таблица 4.11).

Таблица 4.11 - Размеры перфорационных отверстий секций – хвостовика НКТ

№ секции	
1	2
Длина секции, м	
4,9	7
Количество отверстий	
50	20
Диаметр одного отверстия, см	
3	3

Случай С

Усредненные проницаемости слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика насосно-компрессорной трубы, показаны в таблице 4.12. Мощность продуктивного интервала 32м.

Таблица 4.12 - Усредненные значения проницаемостей слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика НКТ

№ секции						
1	2	3	4	5	6	7
Длина секции, м						
7,035	1,407	1,407	1,305	1,407	1,407	3,713
Средняя проницаемость, мД						
5,64	121,4	18,3	39,9	93,7	83,2	152,725
Коэффициент несовершенства						
40,2	40,76	40,76	39,7	40,76	40,76	40,79

Размеры вскрытых ячеек локально-измельченной сетки следующие (таблица 4.13).

Таблица 4.13 -Размеры перфорационных отверстий секций – хвостовика НКТ

№ секции						
1	2	3	4	5	6	7
Количество отверстий						
67	16	106	13	5	6	4
Диаметр одного отверстия, см						
3	3	3	3	3	3	3

Согласно таблице 4.13, перфорация секции 2 будет влиять на прочностные характеристики насосно-компрессорной трубы; а также является сложным регулирование фронта в секциях 1 и 7, вследствие низкой плотности перфорации на больших длинах секций.

Случай Д

Вследствие того, что мощности пропластков варьируются, необходимо также учитывать формулу (11) и кривые относительных фазовых проницаемостей для определения, в зависимости от значения обводненности той или иной зоны, соответствующие значения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти, при расчете необходимых плотностей перфорации. Кривые относительных фазовых проницаемостей отображены на рисунке 4.6. Мощность продуктивного интервала 20 м.

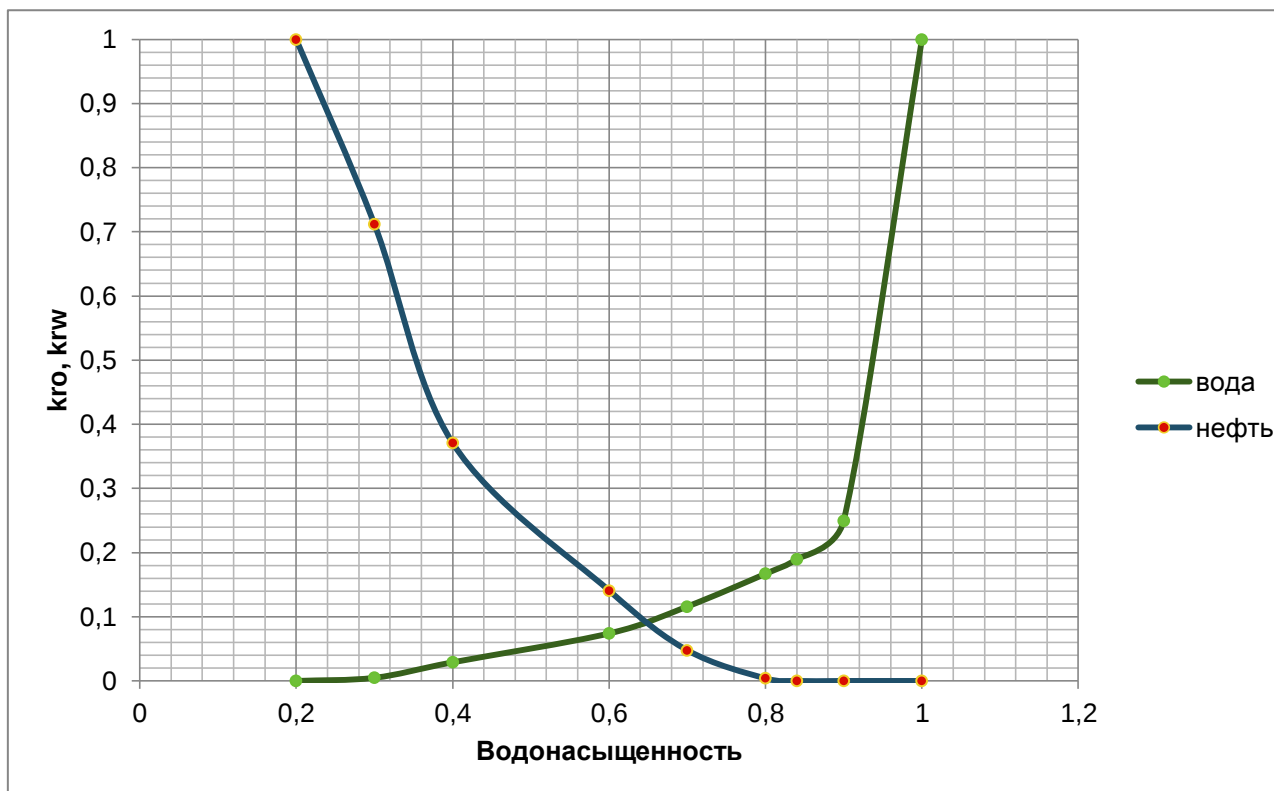


Рисунок 4.6 - Кривые относительных фазовых проницаемостей месторождения Узень для случая Д

Таким образом, используя формулы 19 и 25, имеем следующие значения усредненных проницаемостей, учитывающих различные мощности пропластков и относительные фазовые проницаемости и диаметры перфорационных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы (таблица 4.14, 4.15):

Таблица 4.14 - Усредненные значения проницаемостей слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика НКТ

№ секции	
1	2
Проницаемость, мД (усредненная проницаемость*относительная фазовая проницаемость)	
0,362577	6,8295
Коэффициент несовершенства	
40,3	40,9

Таблица 4.15 - Размеры перфорационных отверстий секций – хвостовика НКТ

№ секции	
1	2
Длина, м	
13,05	6
Количество отверстий	
160	19
Диаметр одного отверстия, см	
3	3

Случай Е

Кривые относительных фазовых проницаемостей отображены на рисунке 4.7. Мощность продуктивного интервала 11 м.

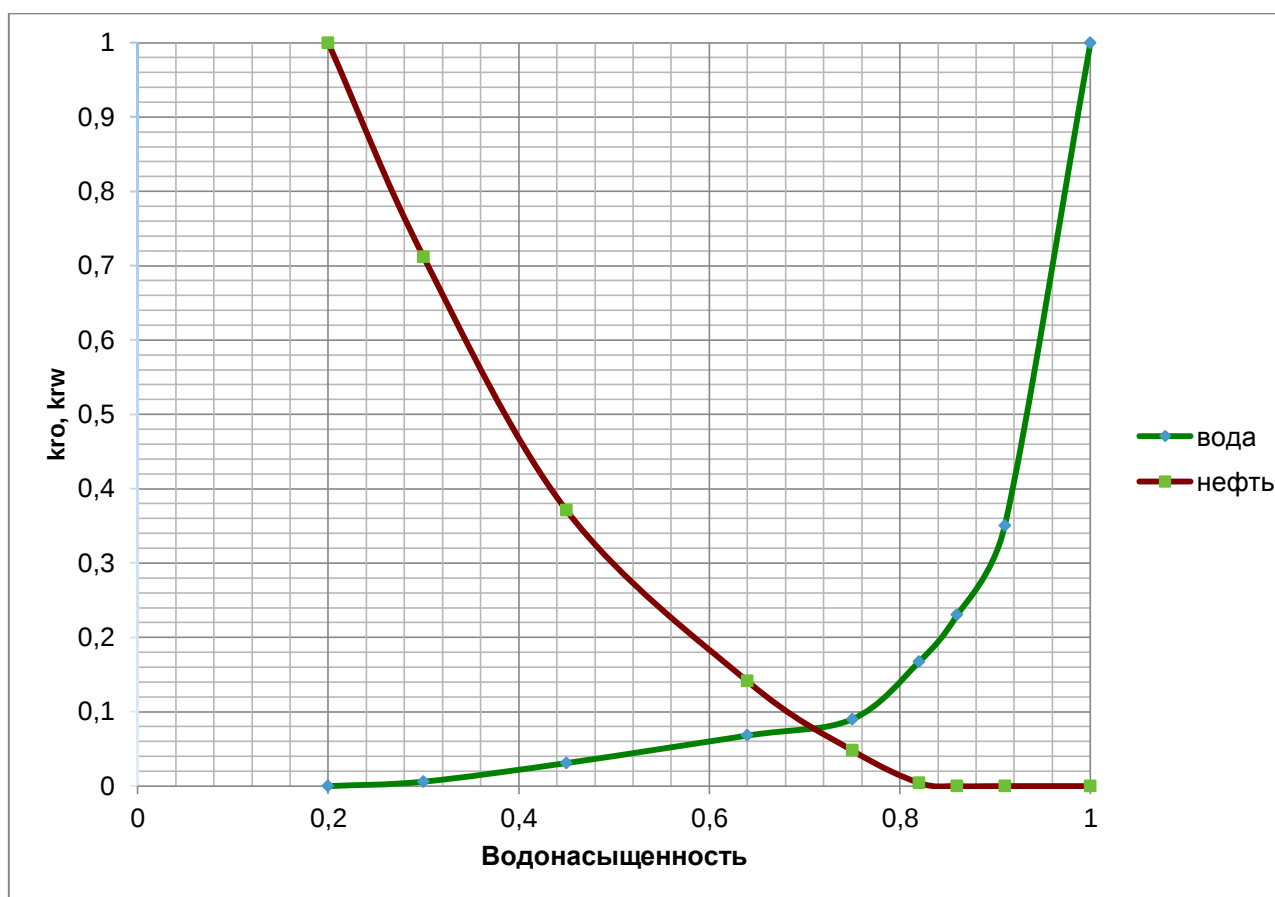


Рисунок 4.7 - Кривые относительных фазовых проницаемостей месторождения Узень для случая Е

Используя формулы 8 и 10, имеем следующие значения усредненных проницаемостей, учитывающих различные мощности пропластков и относи-

тельные фазовые проницаемости и диаметры перфорационных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы (таблица 4.16, 4.17):

Таблица 4.16 - Усредненные значения проницаемостей слоев, приуроченных к каждой секции хвостовика НКТ

№ секции			
1	2	3	4
Проницаемость, мД (усредненная проницаемость*относительная фазовая проницаемость)			
9,828	0,4566	4,7	0,1
Коэффициент несовершенства			
43	43	43	40,58

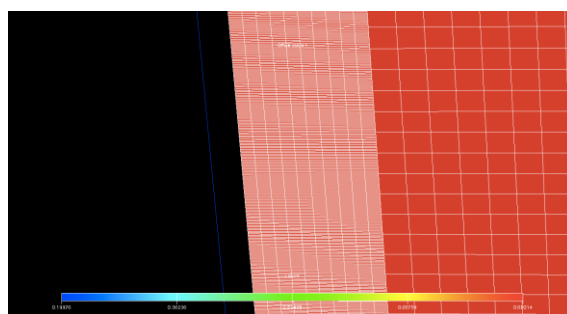
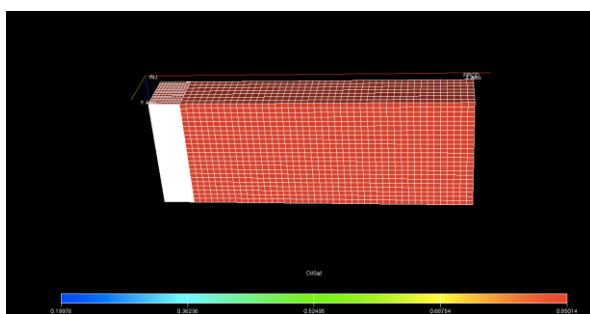
Таблица 4.17 - Размеры перфорационных отверстий секций – хвостовика НКТ

№ секции			
1	2	3	4
Длина, м			
2	3	1	5,4
Количество отверстий			
6	84	25	190
Диаметр одного отверстия, см			
3	3	3	3

Здесь согласно таблице 4.17 в секции 4 необходимое количество отверстий должно быть равным 90. Однако, в силу того что на 3метра насосно-компрессорной трубы 90 отверстий могут отравиться на прочности трубы. Соответственно, количество отверстий было сокращено до 45, что соответствует и количеству вскрытых локально-измельченных сеток.

4.2.6 Результаты и Обсуждения

Сетка и локальное измельчение сетки в около-скважинной зоне нагнетательных скважин, для моделирования случаев 1 и 2 показаны на рисунке 4.8. Шкала, присутствующая на рисунке 4.9, а также во всех последующих рисунках, отображающих продуктивный пласт, при моделировании случаев 1 и 2 показана в увеличенном размере на рисунке 4.8. Шкала представляет собой насыщенность нефтью, легенда которой, отображается в цветовой гамме от минимальной – синий цвет, до максимальной – красный цвет.



а

б

Рисунок 4.8 - Продуктивный пласт: а) сетка, б) Локально-измельченная сетка в около-скважинной зоне

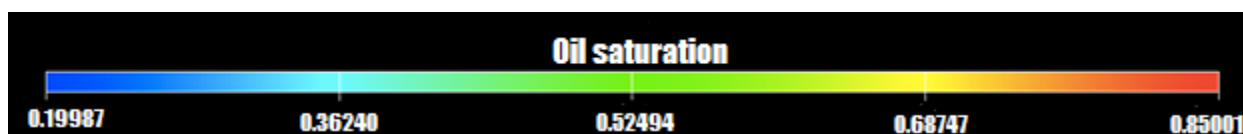
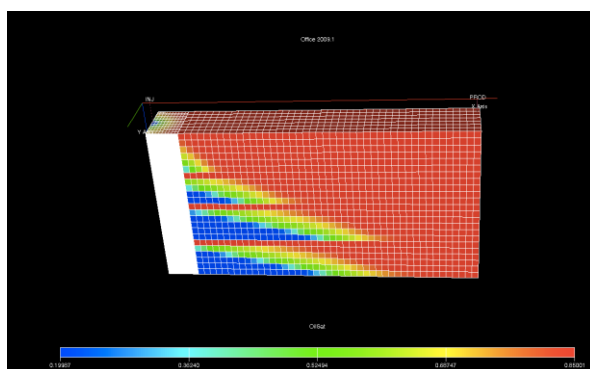
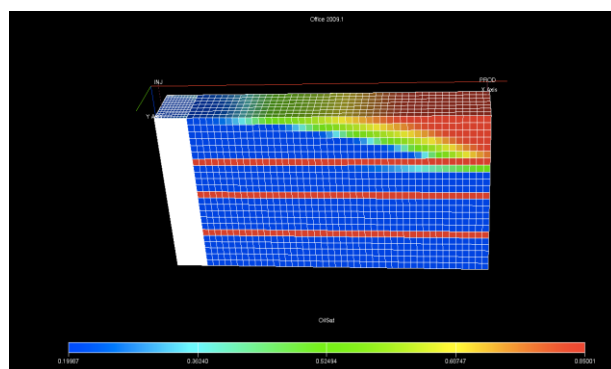


Рисунок 4.9 - Шкала насыщенности нефтью

Случай А



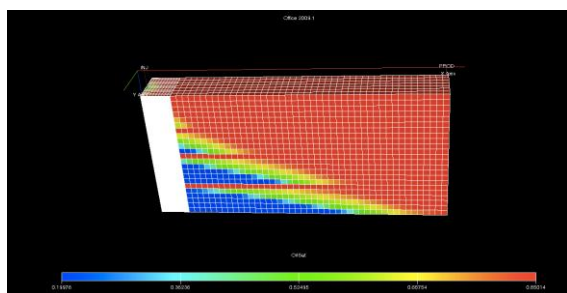
а



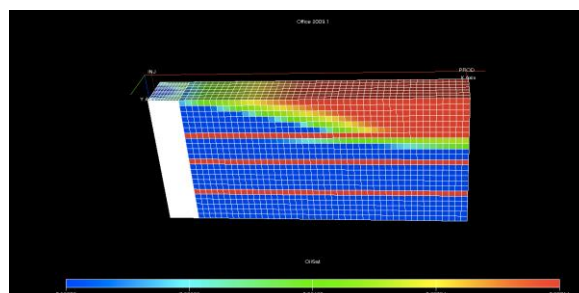
б

Рисунок 4.10 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «предлагаемой» технологии (случай А):

а-в середине закачки, б-в конце закачки



а



б

Рисунок 4.11 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «традиционной» технологии (случай А): а-в середине закачки, б-в конце закачки

Результаты моделирования соответствуют экспериментальным результатам. Как указывалось в главе 2, чтобы иметь лучший охват пласта воздействием и близкий к однородному фронт вытеснения, плотность перфорационных отверстий в низко-проницаемом слое (K_i) должна быть в K_{i+1}/K_i раз выше, чем в высоко-проницаемом слое (K_{i+1}).

Рисунки 4.10 и 4.11 отображают фронт вытеснения нефти водой; при этом эффект от «предлагаемой» технологии (рисунок 4.10) показывает положительные результаты по сравнению с «традиционной» технологией, как в середине периода закачки воды в пласт (а – в рисунках 4.10 и 4.11), так и в период завершения закачки воды (б – в рисунках 4.10 и 4.11). В случае «предлагаемой» технологии более равномерный фронт вытеснения нефти в середине периода заводнения, а также меньший объем остаточной нефти в конце периода заводнения, по сравнению с «традиционной» технологией, налицо. В пределах 23 прослоек присутствуют непроницаемые тонкие слои глины, по рисункам 4.10 и 4.11, данные слои не охвачены заводнением, а служат разделениями между секциями «предлагаемой» технологии. Следует отметить, что в данной случае «предлагаемой» технологии, необходимым и достаточным является установка трех пакеров.

Значения и характер роста накопленной добычи нефти (FOPT-field oil production total, согласно синтаксису в Eclipse) в случаях «предлагаемой» и «традиционной» технологий, представлен на рисунке 4.12, где «предлагаемая» технология отображена синей кривой, «традиционная» же зеленой. Более высокие значения накопленной добычи нефти в случае «предлагаемой» технологии, по сравнению с «традиционной» (разница составляет 274896.3 STB – стандартных баррелей нефти, на период завершения процесса заводнения) согласуются с предыдущими результатами фронта вытеснения нефти.

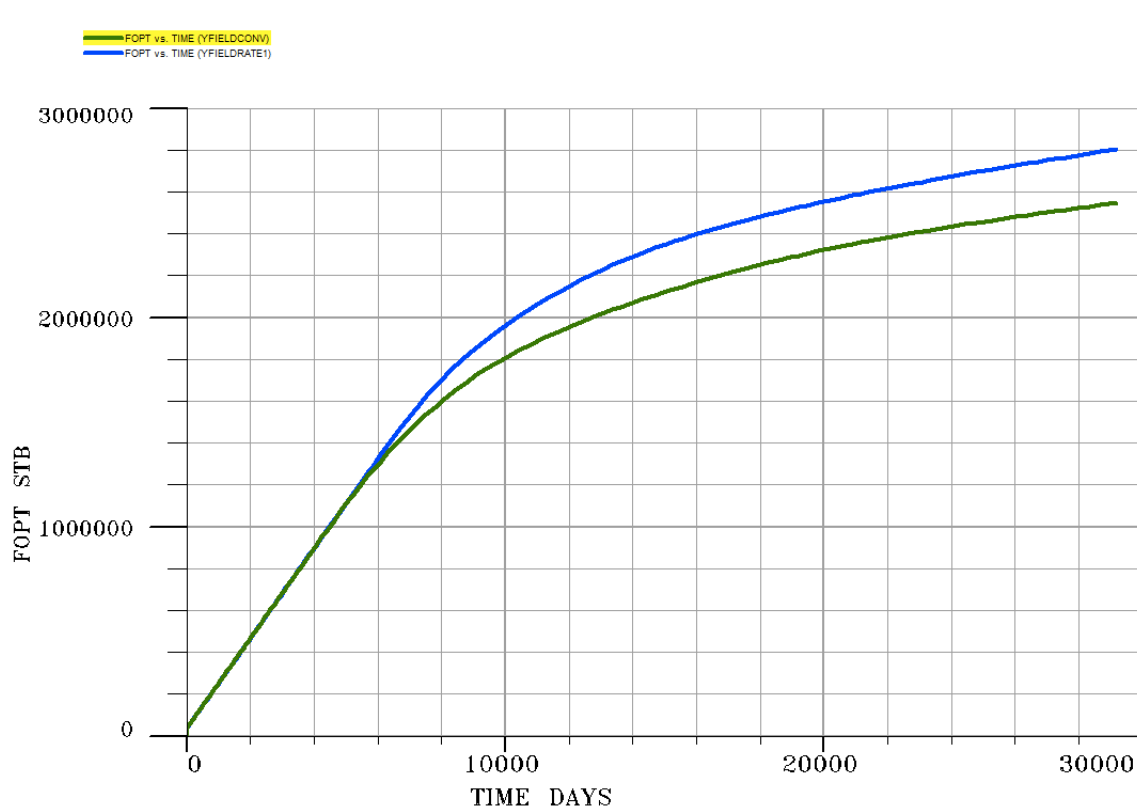


Рисунок 4.12 - Накопленная добыча нефти (случай А): зеленая кривая – «традиционная» технология, синяя кривая – «предлагаемая»

Дополнительный эффект от «предлагаемой» технологии можно увидеть и в обводненности скважины (WWCT – Well water cut, согласно синтаксису Eclipse). Обводненность скважины «предлагаемой» технологии (светло-голубая кривая на рисунке 4.13) ниже на первые 54 года по сравнению с «традиционной» (темно-синяя кривая на рисунке 4.13). После 20 000 дней (54 года) обводненность при предлагаемой технологии и обводненность при традиционной выравниваются примерно на 6000 дней.

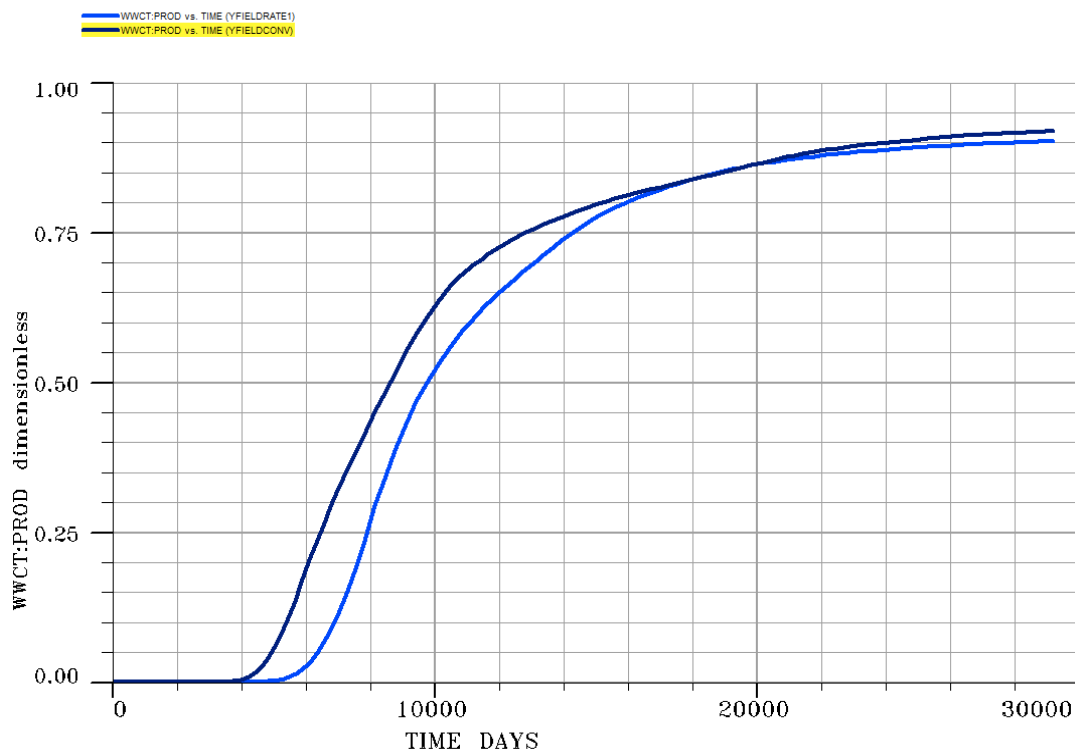
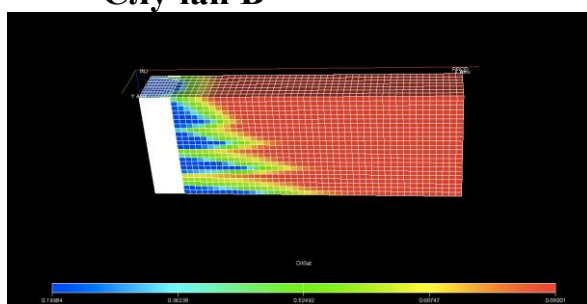
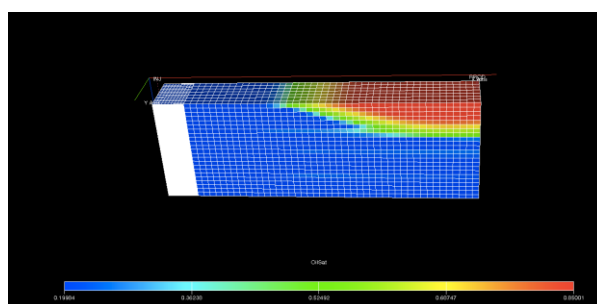


Рисунок 4.13 - Обводненность месторождения А: темно-синяя кривая – «традиционная» технология, светло-голубая кривая – «предлагаемая».

Случай В

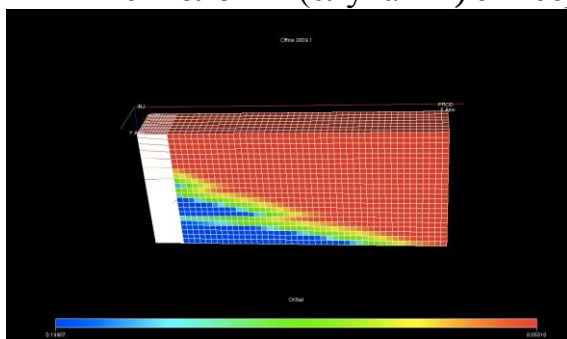


а

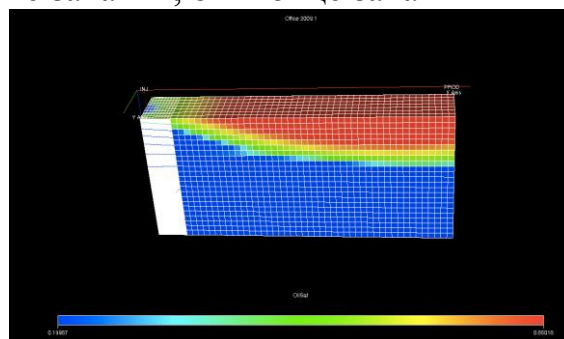


б

Рисунок 4.14 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «предлагаемой» технологии (случай В) а-в середине закачки, б-в конце закачки



а



б

Рисунок 4.15 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «традиционной» технологии (случай В) а-в середине закачки, б-в конце закачки

Результаты моделирования «предлагаемой» и «традиционной» технологии месторождения В соответствуют результатам моделирования месторождения А. Следует напомнить, что в случае моделирования месторождения В все прослойки связаны гидродинамически, поскольку эта модель не имеет непроницаемых прослоек. Фронт вытеснения нефти водой в предлагаемой технологии (рисунок 4.14) является более равномерным по сравнению с традиционной технологией (рисунок 4.15). Это подтверждает, что «предлагаемая» технология имеет преимущество перед «традиционной». Важно отметить, что в конце процесса закачки воды нефтенасыщенность в предлагаемой технологии (рисунок 4.14б) ниже, чем в традиционной (рисунок 4.15б). Таким образом, результаты доказывают эффективность предлагаемой технологии.

Рисунок 4.16 демонстрирует разницу между накопленной добычей нефти (FOPT) в «предлагаемой» технологии, которая представлена синей кривой и «традиционной» скважиной, которая отображена красной кривой. Этот график подтверждает положительный эффект при использовании технологии перфорированного хвостовика. Разница между FOPT предлагаемой технологии с традиционной составляет 219869,5 STB.

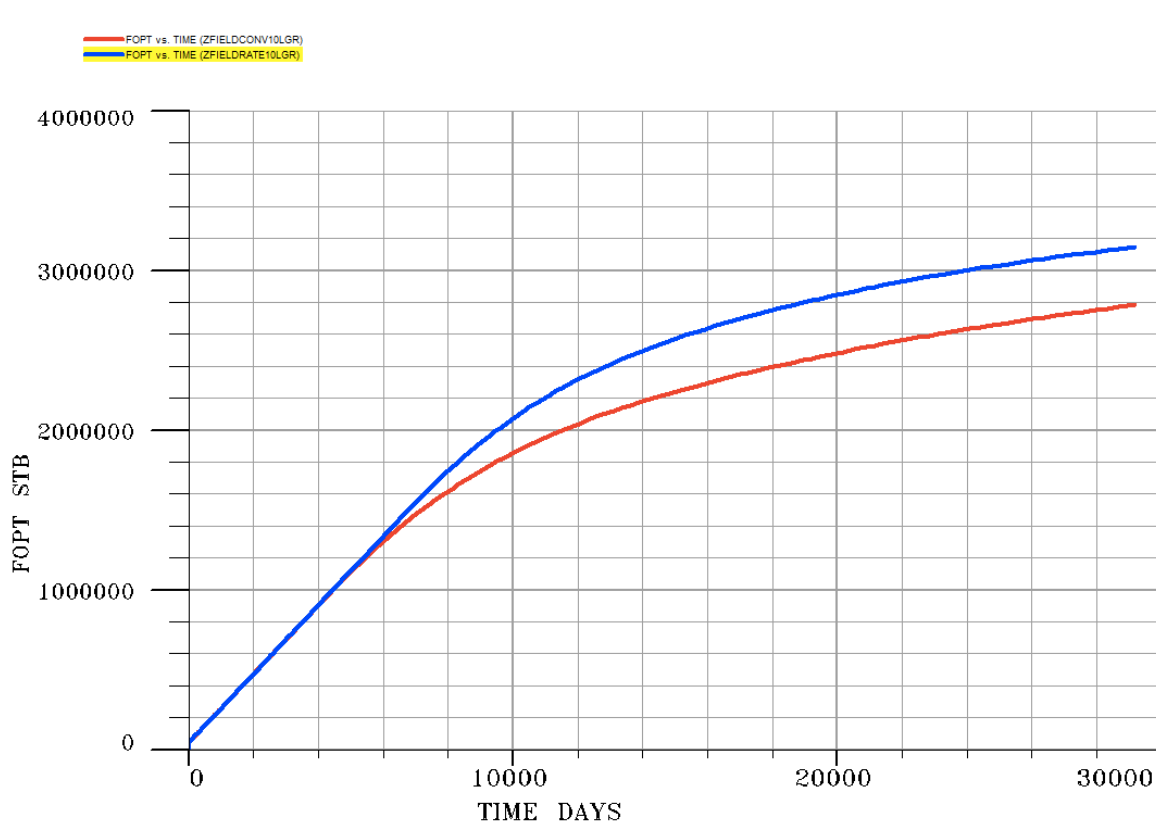


Рисунок 4.16 - Накопленная добыча нефти (случай В): синяя кривая – «предлагаемая» технология, красная – «традиционная»

Обводненность для «традиционной» технологии увеличивается с 4000 дней добычи (светло-голубая кривая на рисунке 4.17). Примечательно, что

при использовании «предложенной» технологии (темно-синяя кривая на рисунке 4.17) обводненность появляется только после 6000 дней добычи и в течение срока службы скважины это значение ниже для предлагаемого способа. Это поддерживает предыдущие результаты, которые подчеркивают положительный эффект предлагаемой технологии.

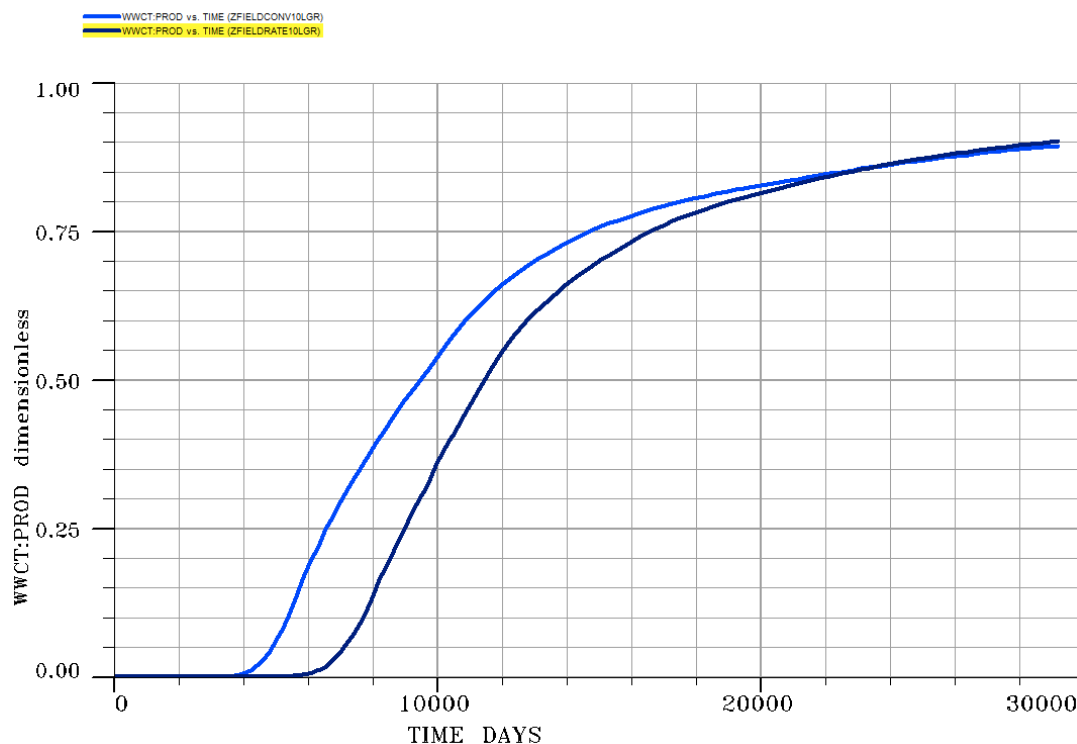
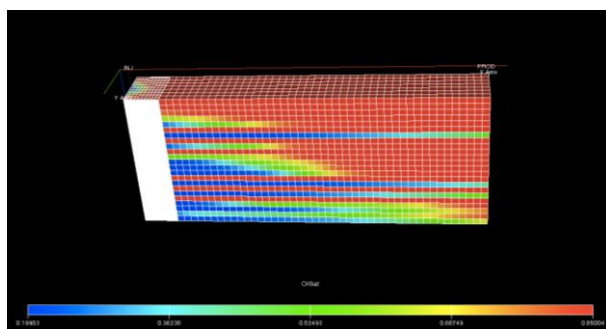
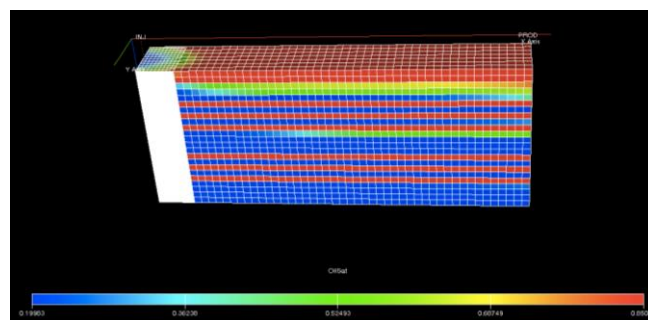


Рисунок 4.17 - Обводненность скважины месторождения В : «предлагаемая» технология – темно-синяя кривая, «традиционная» - светло-синяя кривая

Случай С



а



б

Рисунок 4.18 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «предлагаемой» технологии (случай С): а-в середине закачки, б-в конце закачки

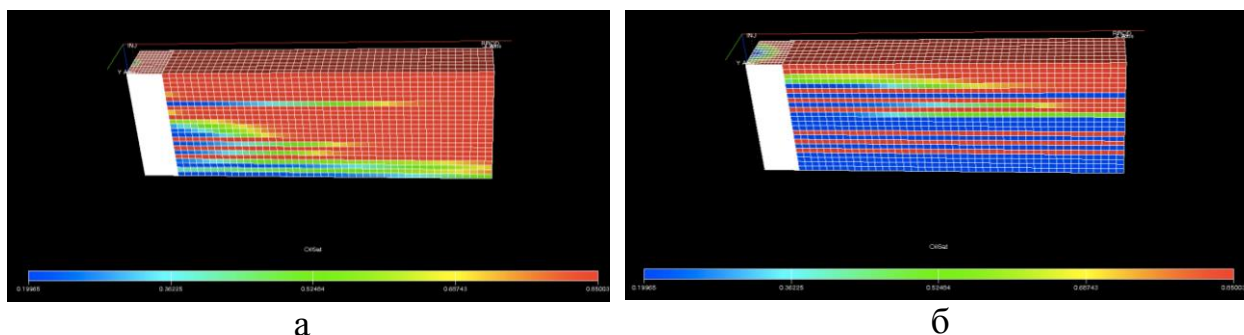


Рисунок 4.19 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «традиционной» технологии (случай С): а-в середине закачки, б-в конце закачки

Фронт продвижения воды в случае «предлагаемой» модели (рисунок 4.18) отвечает более полному охвату пласта по сравнению с продвижением воды в «традиционной» модели (рисунок 4.19). Однако вследствие большой разбросанности значений проницаемости, требует большого количества разделений хвостовика насосно-компрессорной трубы на секции с применением большого количества пакеров, что технически сложно осуществимо.

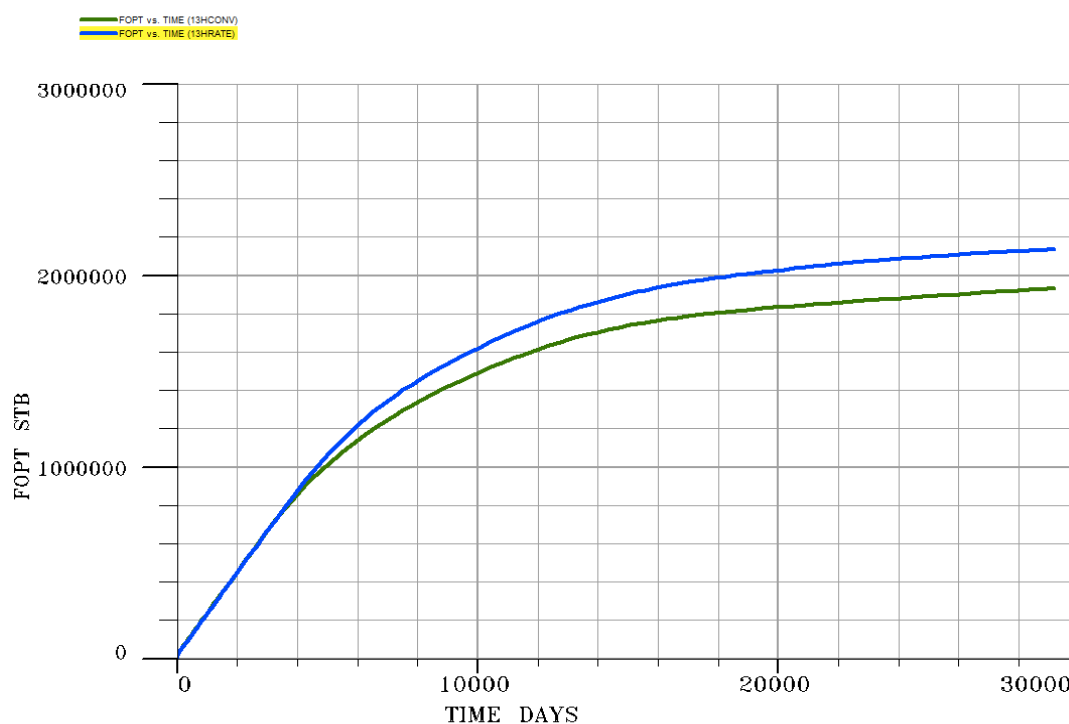


Рисунок 4.20 - Накопленная добыча нефти (случай С): синяя кривая – «предлагаемая» технология, зеленая – «традиционная»

В случае возможности использования большого количества пакеров и секций, «предлагаемая» технология даст больший объем накопленной добычи нефти с меньшим процентом обводненности месторождения, по сравнению с «традиционной» технологией (рисунок 4.20 и 4.21)

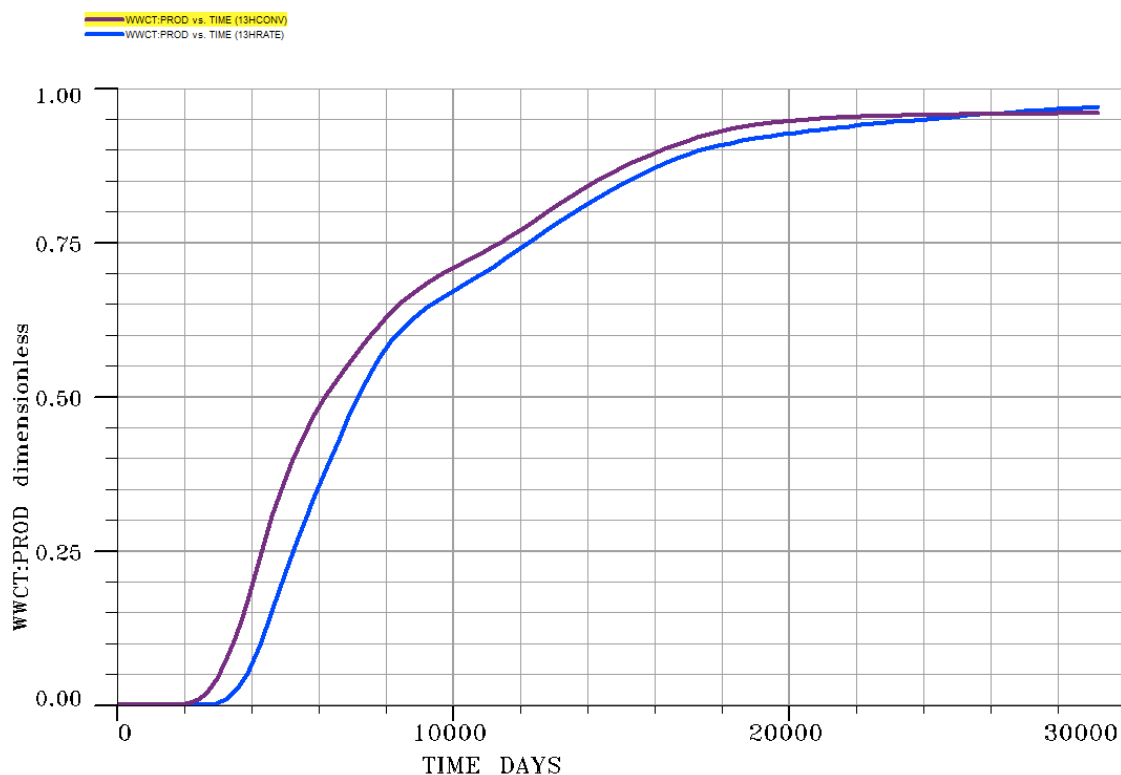


Рисунок 4.21 - Обводненность скважины (случай С) : «предлагаемая» технология – бордовая кривая, «традиционная» - синяя кривая

Случай Д

На рисунке 4.22 показан пласт, с различными значениями нефтенасыщенности.

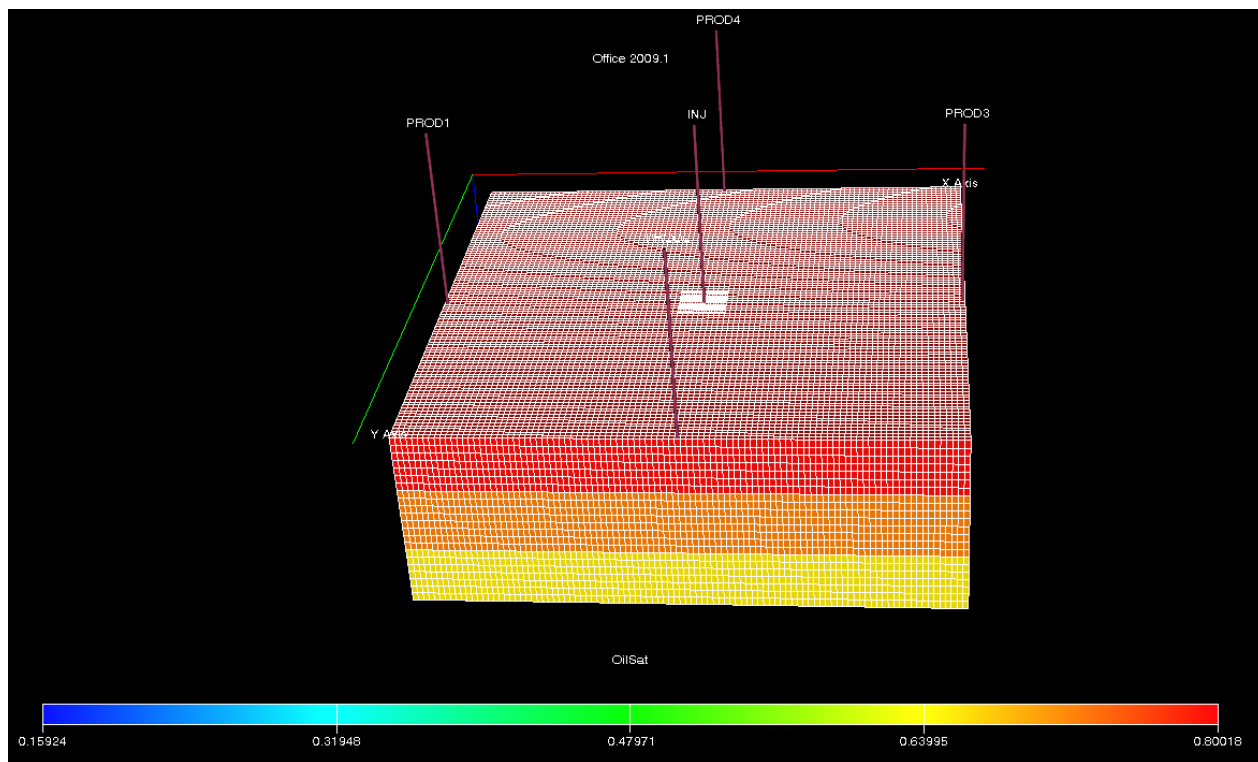


Рисунок 4.22 - Продуктивный горизонт (случай Д).

Распределение проницаемости показано на рисунке 4.23. Согласно рисункам 4.22 и 4.23, наиболее высоко-проницаемые пропластки содержат наибольший процент обводненности.

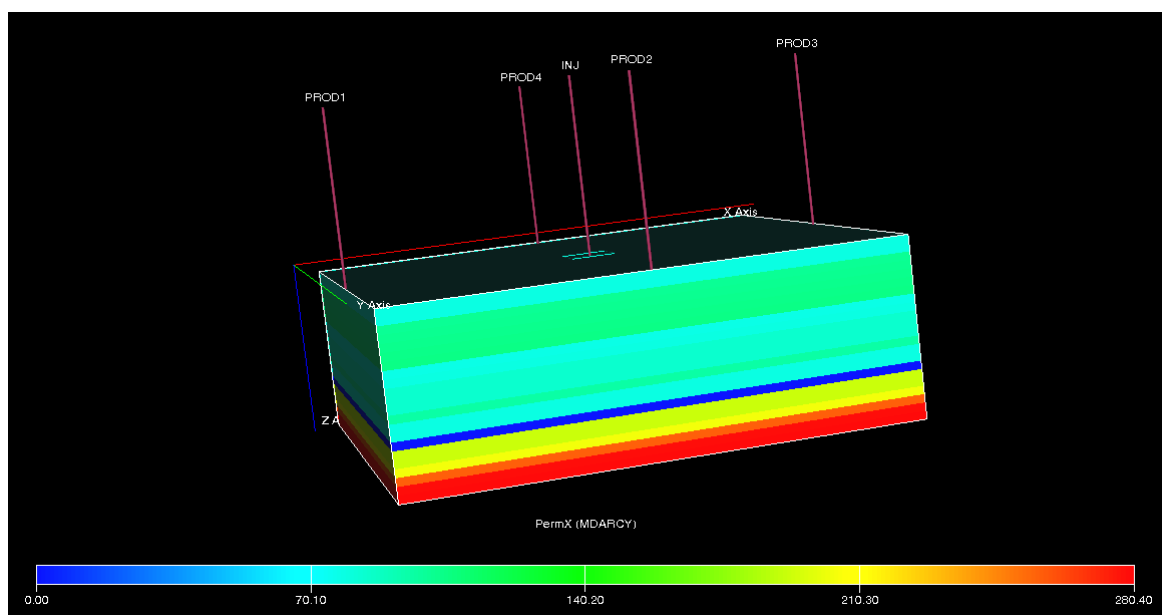


Рисунок 4.23 - Распределение средней проницаемости продуктивного горизонта (случай Д)

Использование локально-измельченной сетки моделирования перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы нагнетательной скважины показано на рисунке 4.24, где нагнетательная скважина находится по центру месторождения, по перифериям четыре добывающие скважины.

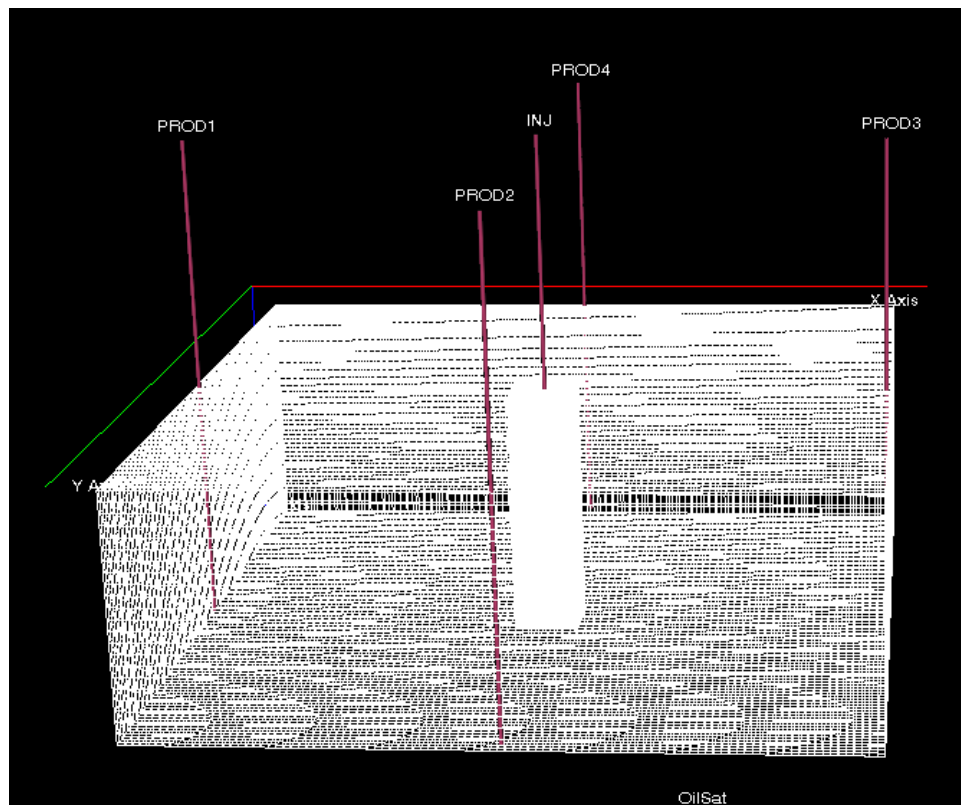


Рисунок 4.24 - Использование локально-измельченной сетки для нагнетательной скважины

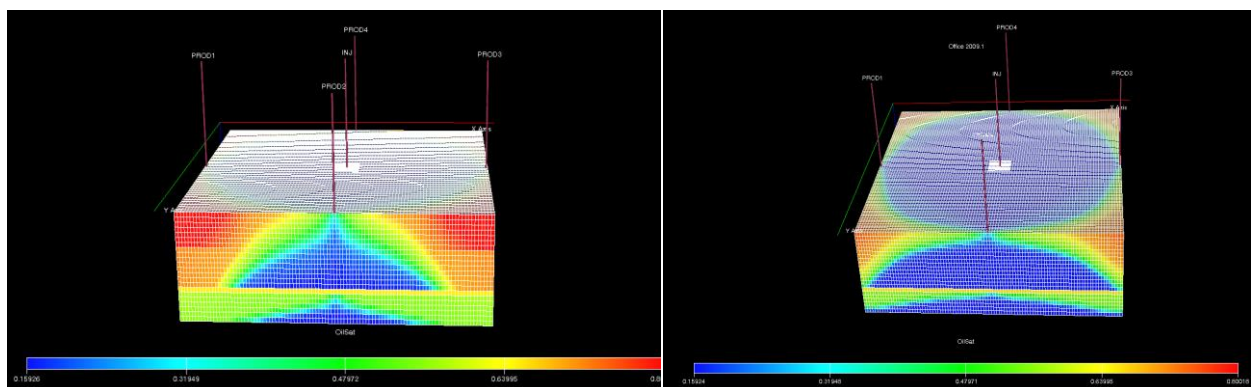


Рисунок 4.25 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «предлагаемой» технологии (случай Д): а-в середине закачки, б-в конце закачки

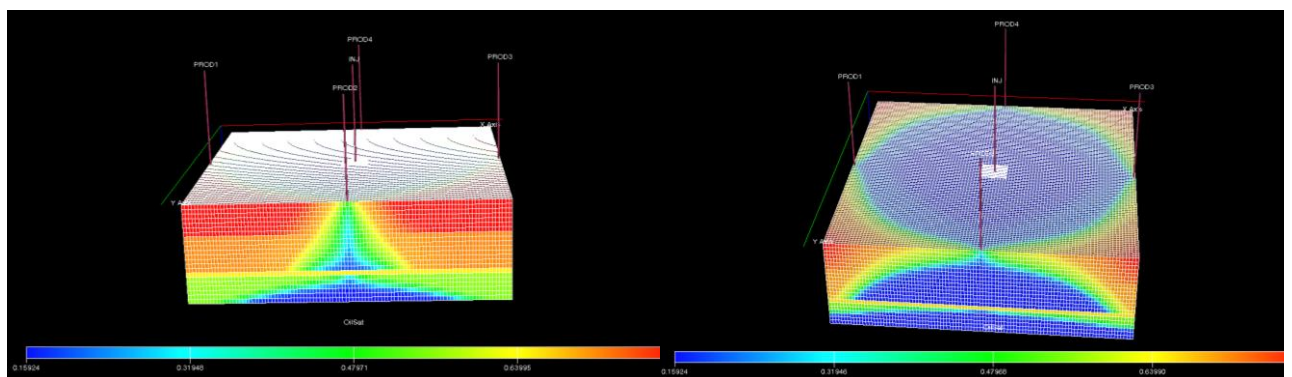


Рисунок 4.26 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «традиционной» технологии (случай Д): а-в середине закачки, б-в конце закачки

Изображения фронта вытеснения нефти подтверждают, как и предыдущие случаи месторождений, положительный эффект от «предлагаемой» технологии (рисунок 4.25 и 4.26). Как видим, на некоторый период заводнения, «предлагаемая» технология дает более равномерный фронт продвижения воды по сравнению с «традиционной» (рисунок 4.25а и 4.26а), как и больший охват пласта процессом заводнения (рисунок 4.25б и 4.26б).

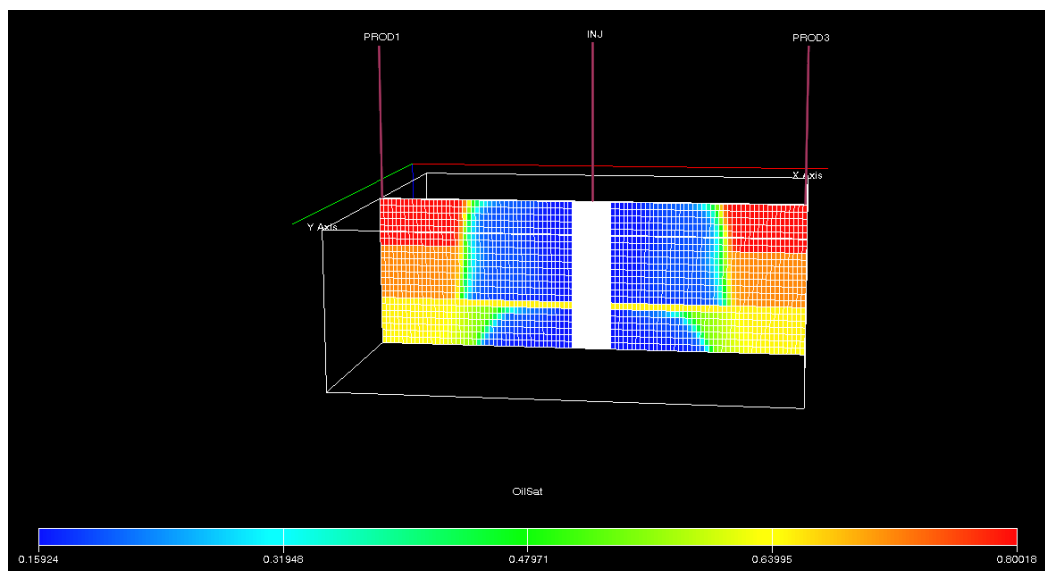


Рисунок 4.27 - Разрез по продуктивным скважинам 1 и 3 в середине закачки («предлагаемая» технология)

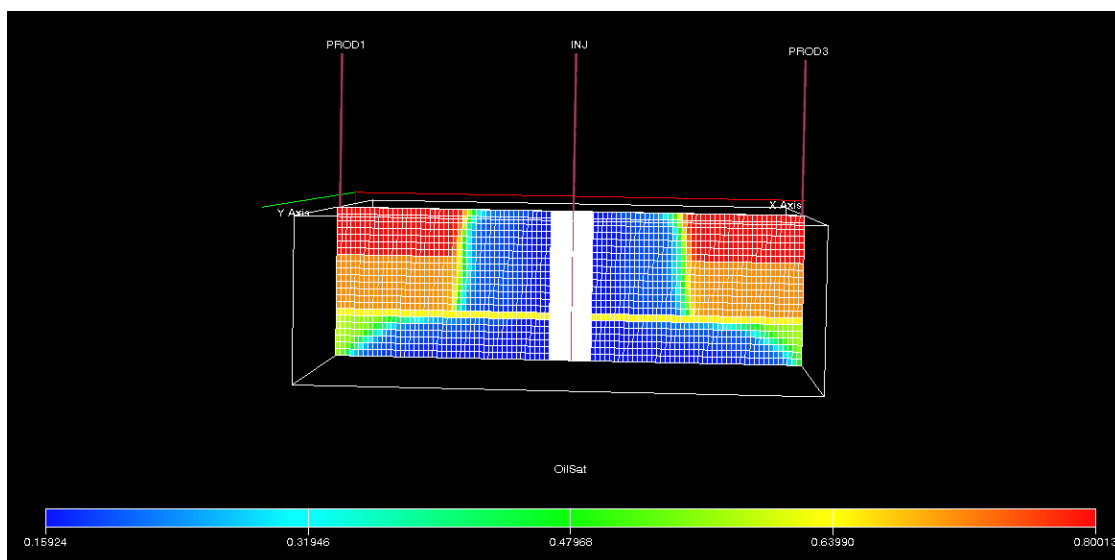


Рисунок 4.28 - Разрез по продуктивным скважинам 1 и 3 в середине закачки («традиционная» технология)

Равномерность фронта продвижения воды более наглядно можно наблюдать по разрезу по добывающим скважинам 1 и 3, где «предлагаемая»

технология позволяет получить однородное продвижение воды (рисунок 4.27) по сравнению с традиционной, где происходит опережение по высокопроницаемым слоям (рисунок 4.28).

Накопленная добыча нефти при «предлагаемой технологии» превышает накопленную добычу при «традиционной» на 113281STB (рисунок 4.29). В то время как накопленная добыча воды при «предлагаемой» технологии на 908750 STB меньше, чем при «традиционной» (рисунок 4.30).

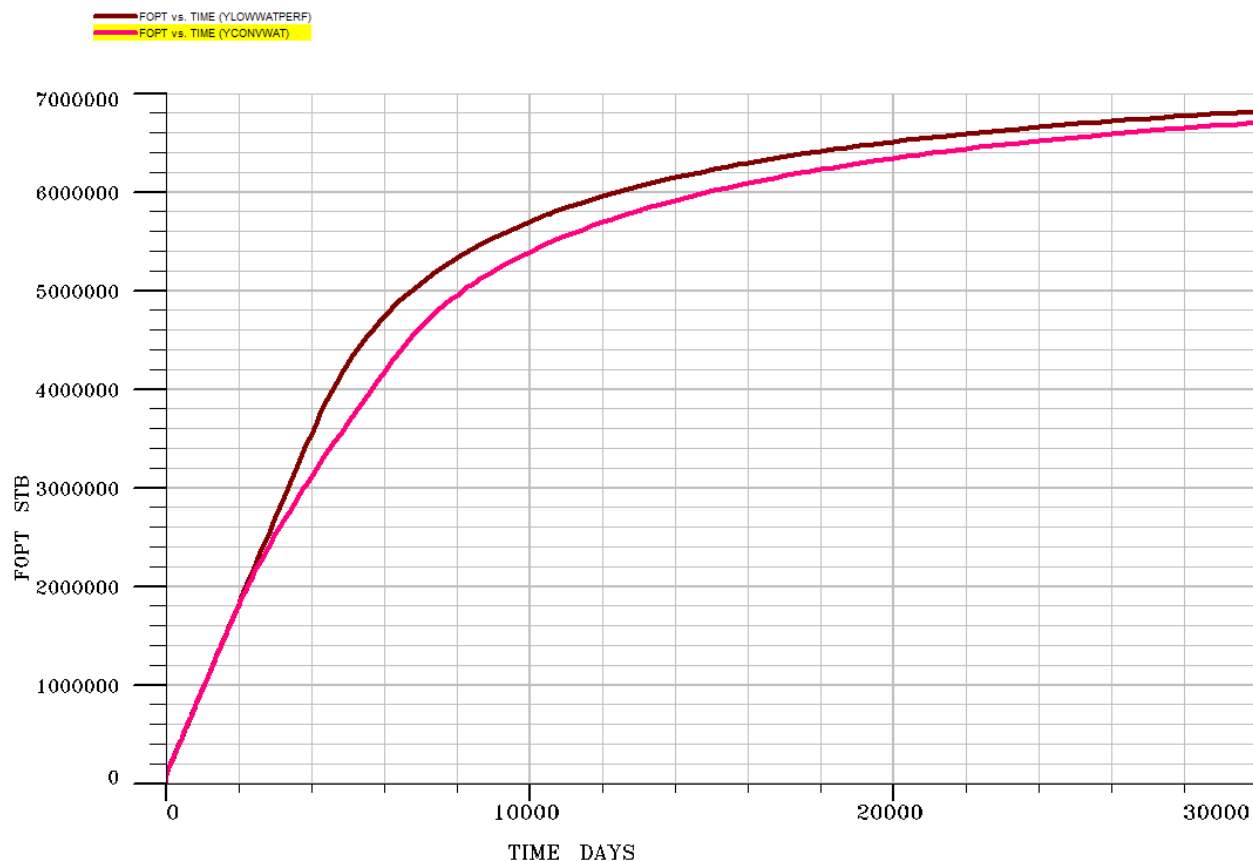


Рисунок 4.29 - Накопленная добыча нефти (случай Д): бордовая кривая – «предлагаемая» технология, розовая – «традиционная»

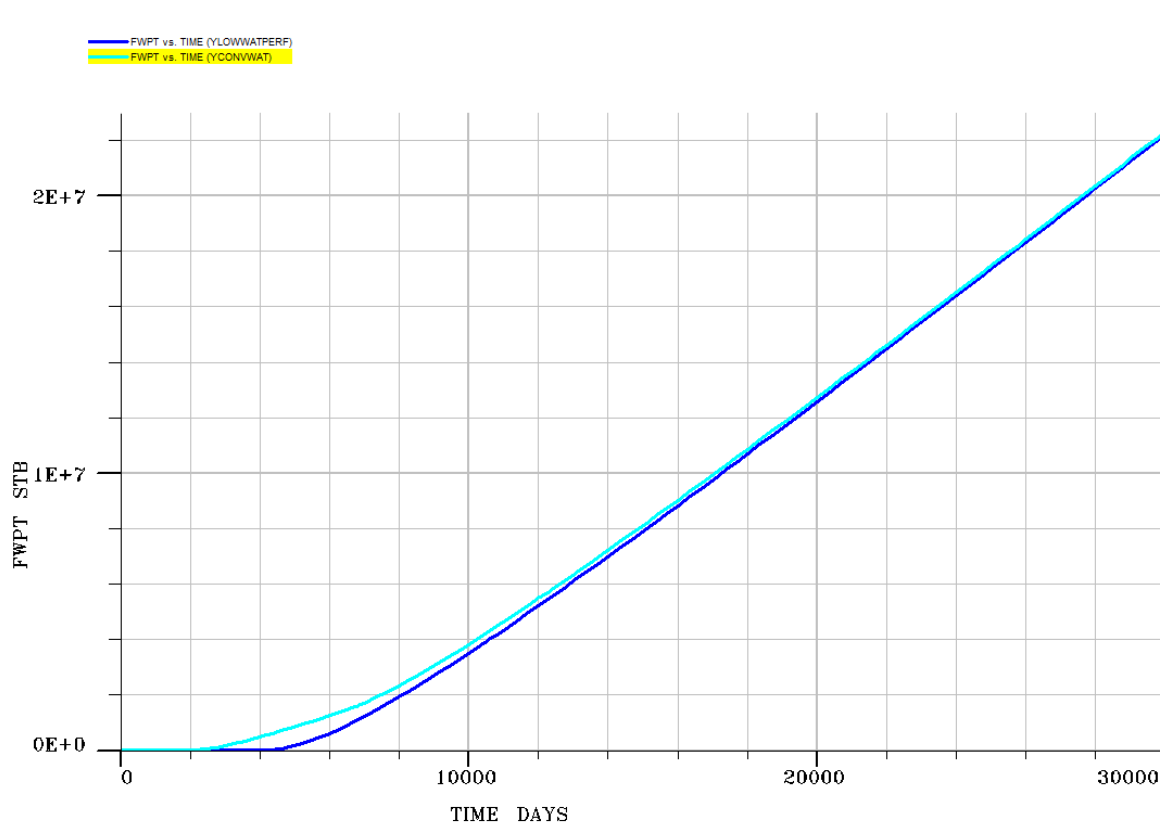


Рисунок 4.30 - Накопленная добыча воды (случай Д): синяя кривая – «предлагаемая» технология, голубая – «традиционная»

Месторождение Е

Месторождение Е имеет два обводненных участка (обводненность достигает 75%), которые показаны голубым цветом на рисунке 4.31. Рисунок 4.32 отображает шкалу нефтенасыщенности, которая варьируется от 0,09946 до 0,72033.

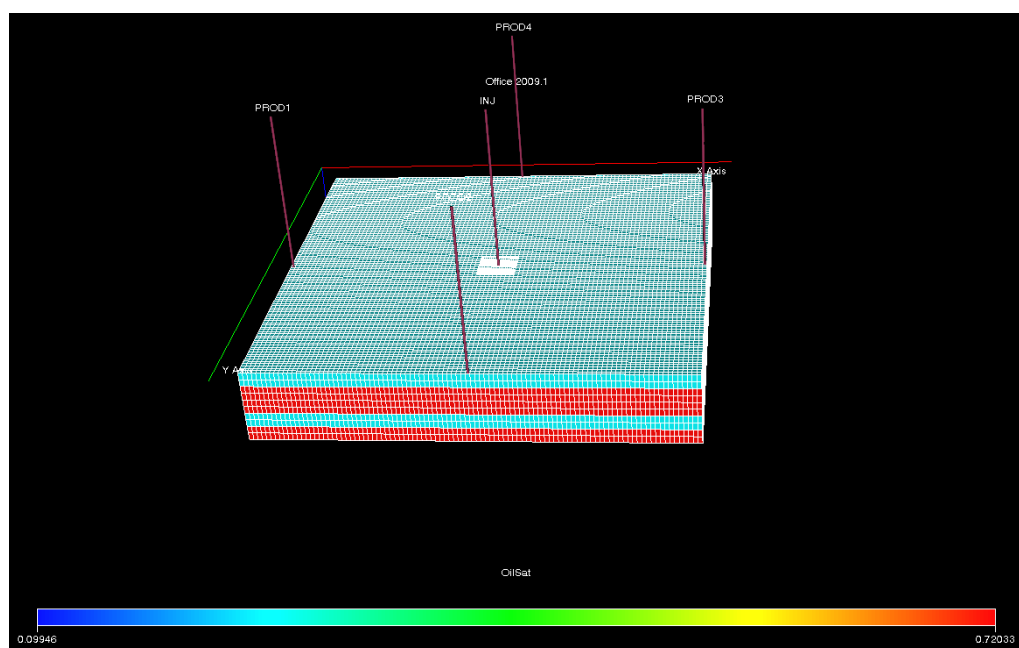


Рисунок 4.31 - Продуктивный горизонт (случай Е)

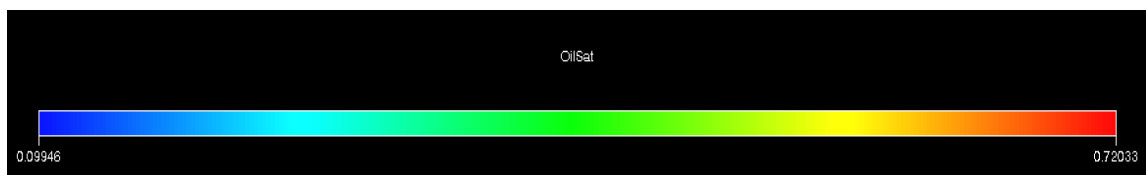


Рисунок 4.32 - Шкала нефтенасыщенности месторождения

Распределение проницаемостей показано на рисунке 4.33, где обводненные участки соответствуют наиболее проницаемым слоям.

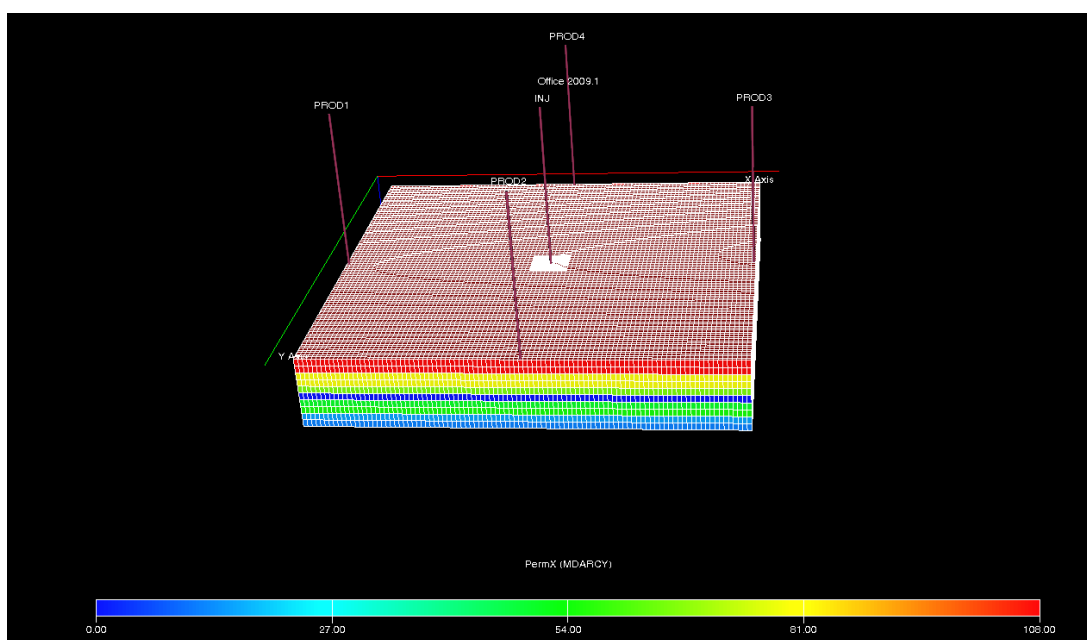


Рисунок 4.33 - Распределение проницаемости (случай E)

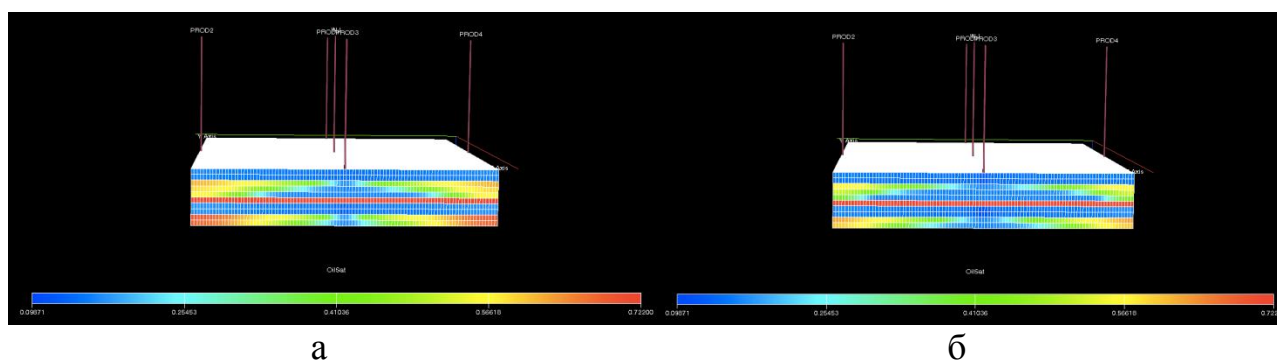


Рисунок 4.34 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «предлагаемой» технологии (случай E): а-в середине закачки, б-в конце закачки

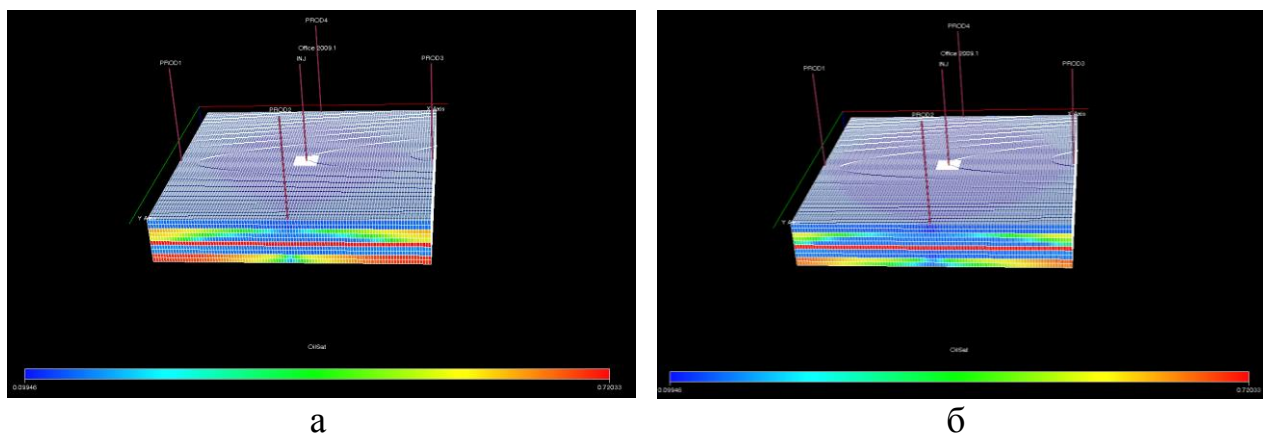


Рисунок 4.35 - Фронт вытеснения нефти при моделировании «традиционной» технологии (случай E): а-в середине закачки, б-в конце закачки

В данной модели, вследствие меньшей плотности перфорации последней секции хвостовика насосно-компрессорной трубы из-за прочностных характеристик металла, нижний низко-проницаемый горизонт имеет меньшую скорость продвижения воды, по сравнению с верхними секциями, где проницаемость выше. Однако, несмотря на это, охват пласта воздействием в «предлагаемой» технологии больше, чем в «традиционной» (рисунок 4.34 и 4.35), что также подтверждается лучшим охватом, согласно рисункам 4.36 и 4.37, где отображены разрезы по продуктивным скважинам 2 и 4.

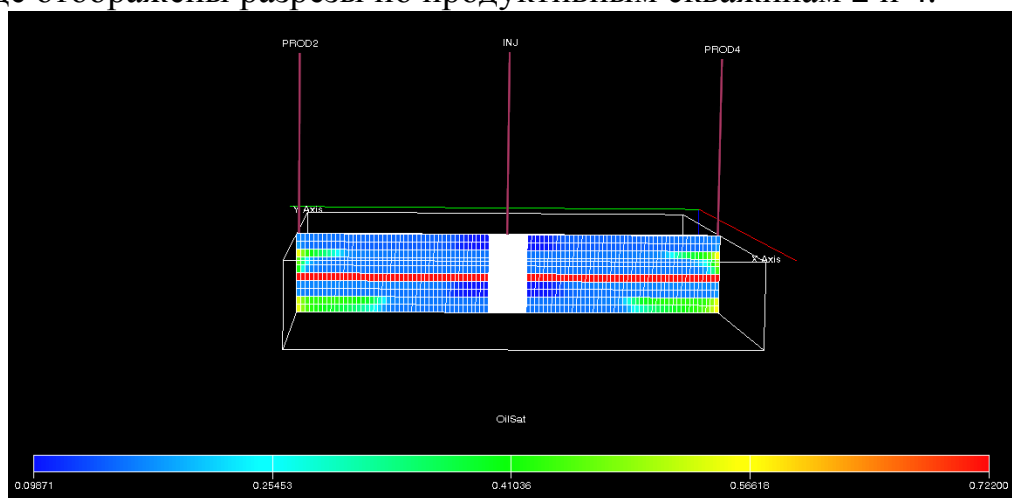


Рисунок 4.36 - Разрез по продуктивным скважинам 2 и 4 в середине закачки («предлагаемая» технология)

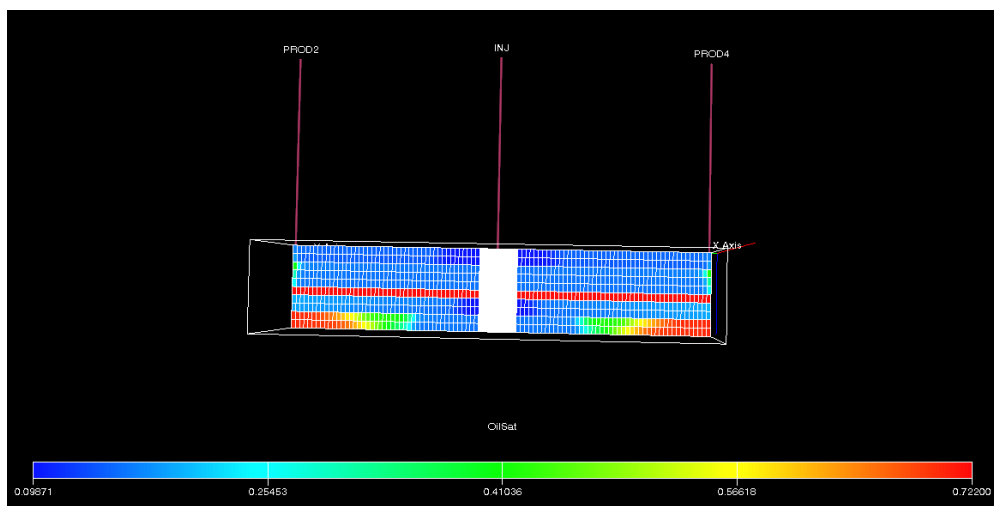


Рисунок 4.37 - Разрез по продуктивным скважинам 2 и 4 в середине закачки («традиционная» технология)

Эффект от «предлагаемой» технологии в данном случае равен 28313 STB накопленной добычи нефти по сравнению с «традиционной» (рисунок 4.38). Обводненность в обоих случаях одинаковая, так как в «предлагаемой» модели имеет место опережение по более высоко-проницаемым верхним зонам (рисунок 4.39).

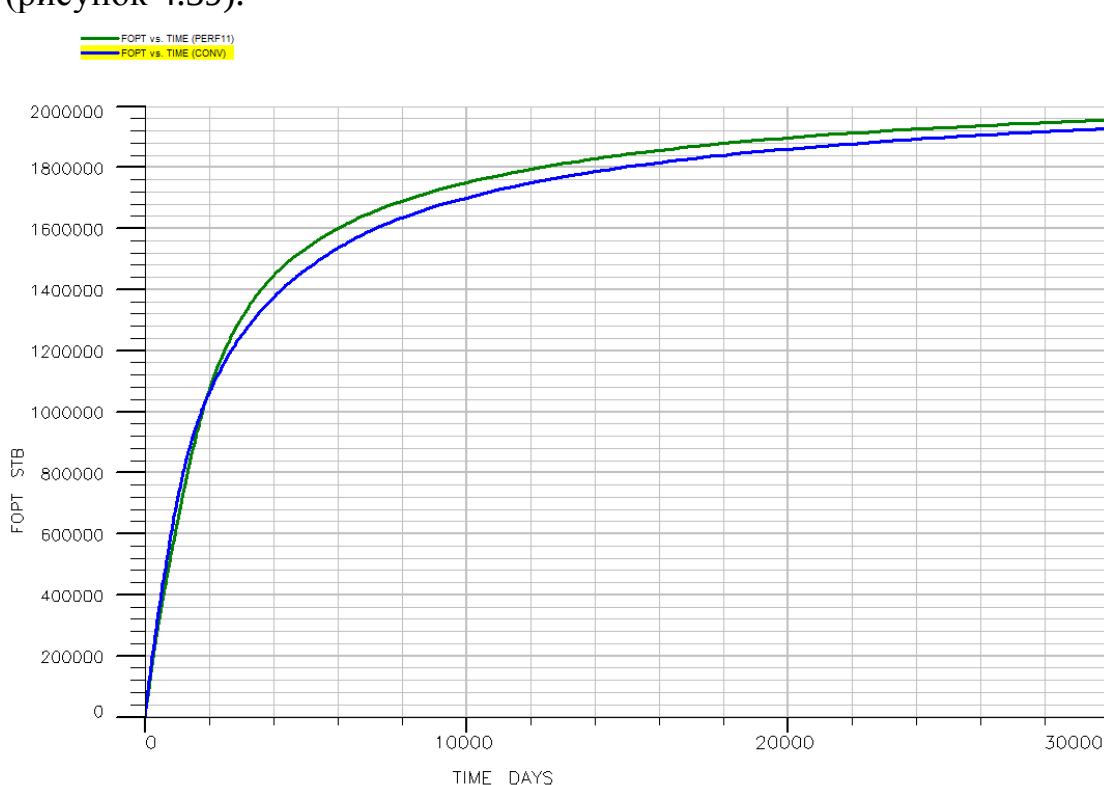


Рисунок 4.38 - Накопленная добыча нефти (случай Е): зеленая кривая – «предлагаемая» технология, синяя – «традиционная»

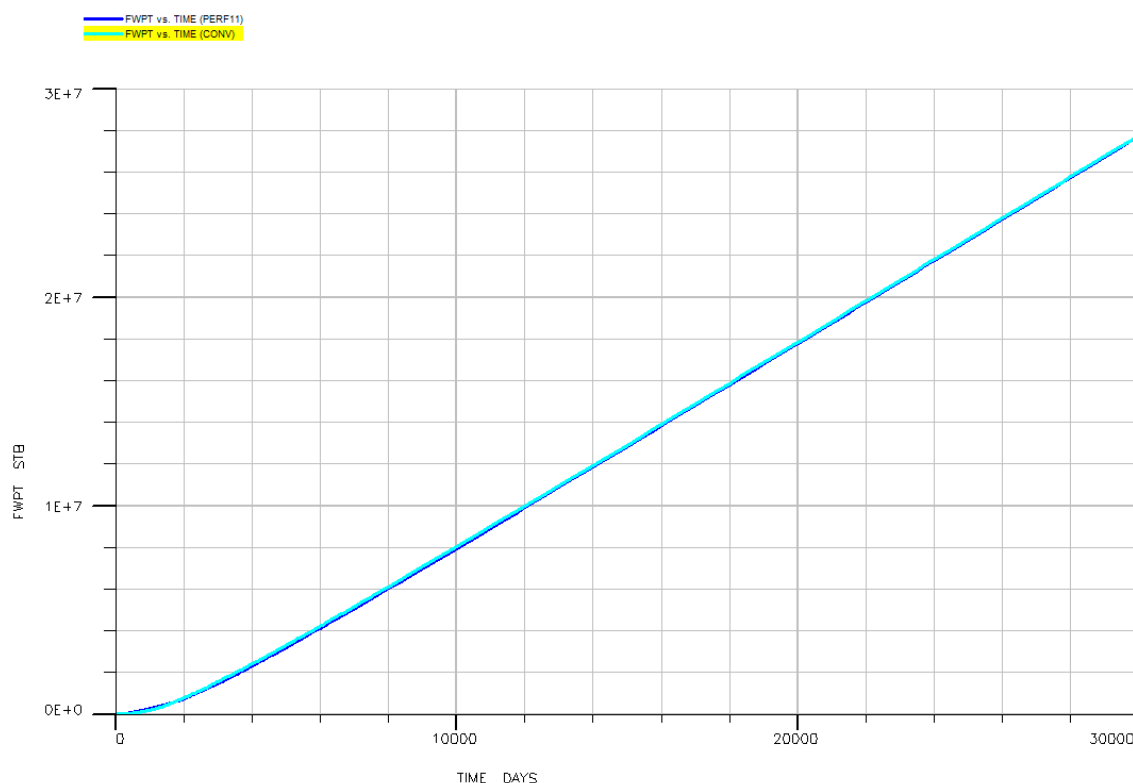


Рисунок 4.39 - Накопленная добыча воды (случай E): голубая кривая – «предлагаемая» технология, синяя – «традиционная»

4.2.7 Ограничения применения технологии

К ограничениям применения данной технологии, прежде всего, относится степень обводненности месторождения. Для каждого случая, используя кривые относительных фазовых проницаемостей, необходимо определить процент неподвижной нефти (для большинства месторождений это 15-20% при 75-80% обводненности). Эта нефть будет неподвижна при всех методах заводнения.

Вторым критерием ограничения является мощность пласта. Максимальная мощность пласта, на которой возможно использование данной технологии может быть ограничена прочностью насосно-компрессорных труб. Как известно, длина одной насосно-компрессорной трубы оставляет 8м. Имеется возможность свинчивания труб в свечи по три и более. Минимальная мощность также зависит от прочностных характеристик и возможностей перфорации хвостовика.

Третьим критерием ограничения является вариации проницаемостей. Согласно моделированию случая С, где максимальное отношение между разно-проницаемыми интервалами равно 26. В данном случае возникают сложности контроля равномерного фронта продвижения воды по горизонту, также возникает необходимость установки пяти пакеров, что также трудоемко и нецелесообразно. Напомним, что при отношении проницаемостей, равном 18

(случай Д) было возможным достичь равномерного фронта вытеснения, однако, следует заметить, что в случае С, количество необходимых пакеров равно одному.

Таким образом, возникает необходимость моделирования каждого случая индивидуально и ограничиваться количеством пакеров, прочностными характеристиками насосно-компрессорной трубы и возможностью перфорации.

Выводы по главе 4

В данной главе, используя геологические данные и свойства нефти некоторых месторождения Узень, были построены две модели для случая. Одна из которых, отвечала существующим способам заводнения на данном месторождении, вторая - предлагаемому способу заводнения.

Были рассмотрены эффекты, когда нефтенасыщенность равна 80%, а также уже обводнившиеся случаи. Модель просимулирована на 82 года. Также были выделены критерии применимости «предлагаемой» технологии. Согласно результатам, мы можем судить о положительном эффекте «предлагаемой» технологии.

5 Расчет экономической эффективности

Экономическая эффективность была рассчитана для каждого случая индивидуально. Так как, случаи А, Б, С, Д и Е являются прототипами месторождения Узень, такие ценовые эквиваленты, как ремонтно-изоляционные работы, спуско-подъемные операции, капитальный ремонт скважин были взяты из имеющихся фактических сведений на данном месторождении. Количество ремонтно-изоляционных работ в течении года варьируется от 2 до 12. Цены для насосно-компрессорных труб и пакера были выбраны исходя из изучения рынка Казахстана, а также руководствуясь Нормативными документами по Ценообразованию и Сметам РК [83]. Ставки налога на добычу углеводородов выбраны исходя из существующих на месторождении, а также руководствуясь Кодексом Республики Казахстан от 25.12.2017 N 120-VI ЗРК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» [84].

Цена за баррель нефти была выбрана согласно новостному portalу РК, Капитал-Центр Деловой Информации на 12.04.2018г [85].

Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии является разницей между накопленной добычей нефти в год при «предлагаемой» технологии за вычетом накопленной добычи нефти за год при «традиционной» технологии.

Таблицы 5.1 , 5.2 , 5.3, 5.4 и 5.5 отображают необходимые данные для расчета стоимости конструкций, применяемых согласно «предлагаемой» технологии.

Таблица 5.1 - Случай А

Длина хвостовика НКТ, м	17,4
Принятая длина хвостовика НКТ, м	18
Количество перфорационных отверстий (диаметр одного отверстия 30 мм)	148
Количество пакеров, шт.	3
Количество ремонтно-изоляционных работ в год	10
Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии, баррелей в год	3352,3939

Таблица 5.2 - Случай Б

Длина хвостовика НКТ, м	30,9
Принятая длина хвостовика НКТ, м	31
Количество перфорационных отверстий (диаметр одного отверстия 30 мм)	61
Количество пакеров, шт.	1
Количество ремонтно-изоляционных работ в год	10
Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии, баррелей в год	2681,3354

Таблица 5.3 - Случай С

Длина хвостовика НКТ, м	23,919
Принятая длина хвостовика НКТ, м	24
Количество перфорационных отверстий (диаметр одного отверстия 30 мм)	91
Количество пакеров, шт.	6
Количество ремонтно-изоляционных работ в год	10
Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии, баррелей в год	2471,9268

Таблица 5.4 - Случай Д

Длина хвостовика НКТ, м	19,05
Принятая длина хвостовика НКТ, м	20
Количество перфорационных отверстий (диаметр одного отверстия 30 мм)	168
Количество пакеров, шт.	1
Количество ремонтно-изоляционных работ в год	8
Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии, баррелей в год	1381,4756

Таблица 5.5 - Случай Е

Длина хвостовика НКТ, м	10
Принятая длина хвостовика НКТ, м	10
Количество перфорационных отверстий (диаметр одного отверстия 30 мм)	89
Количество пакеров, шт.	3
Количество ремонтно-изоляционных работ в год	6
Дополнительная добыча нефти за счет «предлагаемой» технологии, баррелей в год	345,28049

Таблицы 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 и 5.10 отображают необходимые расходы и прибыль от применения «предлагаемой» технологии для каждого случая.

Таблица 5.6 - Случай А

Стоимость хвостовика НКТ, KZT	83131,2
Стоимость перфорации, KZT	14800
Стоимость необходимого количества пакеров, KZT	750000
Ремонтно-изоляционные работы (включая спуско-подъемные операции и замену пакеров), KZT	50000000
Цена на нефть, KZT	19804,8
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии, KZT	15545560
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии с вычетом налога по соответствующим ставкам, KZT	13991004

Таблица 5.7 - Случай Б

Стоимость хвостовика НКТ, KZT	143170,4
Стоимость перфорации, KZT	6100
Стоимость необходимого количества пакеров, KZT	250000
Ремонтно-изоляционные работы (включая спуско-подъемные операции и замену пакеров), KZT	50000000
Цена на нефть, KZT	19804,8
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии, KZT	2704040,3
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии с вычетом налога по соответствующим ставкам, KZT	2433636,2

Таблица 5.8 - Случай С

Стоимость хвостовика НКТ, KZT	110841,6
Стоимость перфорации, KZT	9100
Стоимость необходимого количества пакеров, KZT	1500000
Ремонтно-изоляционные работы (включая спуско-подъемные операции и замену пакеров), KZT	50000000
Цена на нефть, KZT	19804,8
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии, KZT	2336074,9
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии с вычетом налога по соответствующим ставкам, KZT	2102467,4

Таблица 5.9 - Случай Д

Стоимость хвостовика НКТ, KZT	92368
Стоимость перфорации, KZT	16800
Стоимость необходимого количества пакеров, KZT	250000
Ремонтно-изоляционные работы (включая спуско-подъемные операции и замену пакеров), KZT	16000000
Цена на нефть, KZT	19804,8
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии, KZT	11000680
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии с вычетом налога по соответствующим ставкам, KZT	10450646 (4 скважины) 2612661,537 (1 скважина)

Таблица 5.10 - Случай Е

Стоимость хвостовика НКТ, KZT	46184
Стоимость перфорации, KZT	8900
Стоимость необходимого количества пакеров, KZT	750000
Ремонтно-изоляционные работы (включая спуско-подъемные операции и замену пакеров), KZT	6000000
Цена на нефть, KZT	19804,8
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии, KZT	33127,005
Прибыль от дополнительной добычи нефти за счет «предлагаемой» технологии с вычетом налога по соответствующим ставкам, KZT	31470,655

Таблица 5.11 отображает характеристики используемой насосно-компрессорной трубы, а также стоимость некоторых видов работ и оборудования.

Таблица 5.11 - Дополнительные данные

Наружный диаметр НКТ, мм	73
Внутренний диаметр НКТ, мм	62
Толщина стенки НКТ, мм	5,5
Вес одного метра НКТ, кг	9,2
Стоимость одного метра НКТ, KZT	4618,4
Стоимость лазерной перфорации одного отверстия диаметром 30 мм, KZT	100
Стоимость одного извлекаемого механического пакера, KZT	250000

Руководствуясь данными таблиц 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 и 5.10 необходимо отметить, что годовая прибыль на одну скважину за вычетом всех необходимых расходов на перфорационные работы, удлинение труб, пакера, а также соответствующего количества ремонтно-изоляционных работ в год варьируется. Данные вариации являются следствием выработки запасов на месторождении.

Рассмотрим случаи А и Б. В данных примерах, запасы являются практически не выработанными, то есть содержание нефти в модели равно примерно 80%, 20% составляет количество связанной воды в пласте. Соответственно прибыль на данных месторождениях весьма отличается в лучшую сторону по сравнению с остальными просимулированными месторождениями. В случае А на одну скважину годовая прибыль за вычетом абсолютно всех расходов, возможных ремонтно-изоляционных работ и налогов составляет 13 991 004 KZT. Следует также отметить, что в данном примере количество необходимых пакеров равно 3, а количество ремонтно-изоляционных работ 10 (цена каждого при этом в среднем 5 000 000 KZT), так как в случае нефтенасыщенности равной 80%, могут стать необходимыми различные обработки призабойной зоны скважины и другие виды работ.

Случай В также содержит 80% нефти, однако требует наличия всего одного пакера. Годовая прибыль на одну скважину за вычетом всех расходов равна 2 433 636,2 KZT. Количество ремонтно-изоляционных работ также как в примере со случаем А, равно 10 (цена каждого при этом в среднем 5 000 000 KZT). Напомним, что в данном случае месторождение гидродинамически связано и соответственно становится сложным контролировать равномерного фронта продвижения воды и, как следствие, разница в годовой добыче нефти в случае «предлагаемой» и «традиционной» технологиях в случае В будет меньше, чем в случае А.

Содержание нефти случая С равно 80%. Модель очень неоднородна, как было указано в главе 5, данный случай можно рассматривать как один из случаев ограничения применения «предлагаемой» технологии вследствие сильной разрозненности значений проницаемости. Количество пакеров, необходимых в данном случае равно 6, что является весьма трудоемким. Количество ремонтно-изоляционных работ также как в примере со случаем А и В, равно 10 (цена каждого при этом в среднем 5 000 000 KZT). Однако несмотря на то, что из-за большого количества пакеров данная технология может быть неосуществима, годовая прибыль на одну скважину за вычетом абсолютно всех расходов составляет 2 102 467,4 KZT.

Случай Д представляет собой увеличенную модель, состоящую из пяти скважин; при этом определенное количество запасов в этой модели уже выработано. Продуктивный интервал месторождения условно разделен на зоны с нефтенасыщенностью 80, 70 и 60%, 20, 30 и 40% составляет водонасыщенность. Количество необходимых извлекаемых механических пакеров равно одному, при этом имеется необходимость в проведении восьми ремонтно-изоляционных работ в год по 2 000 000 KZT каждая. Годовая прибыль из четырех скважины за вычетом всех необходимых и будущих затрат составляет 10 450 646 KZT (с одной скважины 2 612 661,537 KZT). Таким образом, исходя из количества прибыли на одну скважину, можно судить о положительном экономическом эффекте от применения «предлагаемой» технологии на выработанных месторождениях.

Случай Е обводнен на 75%, соответственно находится на поздней стадии разработки. Необходимое количество пакеров в данной модели равно 3. Количество необходимых извлекаемых механических пакеров равно одному, при этом имеется необходимость в проведении шести ремонтно-изоляционных работ в год по 1 000 000 KZT каждая, так как месторождение полностью изучено, количество ремонтно-изоляционных работ уменьшается. Напомним, что случай моделирования случая Е был введен как ограничение применения «предлагаемой» технологии в главе 4. В данной модели, вследствие меньшей плотности перфорации последней секции хвостовика насосно-компрессорной трубы из-за прочностных характеристик металла, нижний низко-проницаемый горизонт имеет меньшую скорость продвижения воды, по сравнению с верхними секциями, где проницаемость выше. Однако годовой экономический эффект в этом случае 31470 KZT.

Выводы по главе 5

Экономический эффект при использовании «предлагаемой» технологии имеется. При этом, максимальный эффект наблюдается в случаях А и В (13 991 004 KZT –А, 2 433 636,2 KZT - В). Причиной этому является высокая нефтенасыщенность месторождения. Однако в случае Д, где нефтенасыщенность различных участков продуктивного интервала составляет 80, 70 и 60%, экономический эффект на одну скважину составляет 2 612 661,537 KZT, что больше полученного эффекта в случае В. Случай С отмечен как ограничение применение «предлагаемой» технологии, вследствие большого количества необходимых пакеров, однако экономический эффект будет иметь место (2 102 467,4 KZT). Наименьший эффект представляет моделирование случая Е, вследствие ограничения перфорации хвостовика насосно-компрессорной трубы. Тем не менее, положительный эффект имеет место (31 470 KZT).

Заключение

Основные результаты диссертационной работы сводятся к следующему:

1. Сделан анализ системы поддержания пластового давления и методов воздействия на неоднородный по проницаемости пласт на основе исследований отечественных и зарубежных научных статей.
2. Выявлены основные характеристики, влияющие на охват пласта воздействием, а также количества удержанной нефти в неоднородных по проницаемости коллекторах на основе теоретических и аналитических исследований с использованием основополагающих законов фильтрации флюидов в пористой среде.
3. Предложена технология, позволяющая осуществлять близкое к равномерному вытеснение в неоднородном по проницаемости пласте, а также теоретически выявлены основные характеристики и ограничения предложенной технологии.
4. Создана экспериментальная установка, являющаяся аналогом предлагаемой технологии, а также проведены соответствующие экспериментальные исследования, позволяющие проверить теоретические решения.
5. Построены симуляционные модели предлагаемой технологии с учетом варьирования фильтрационно-емкостных свойств пласта и моделирования предлагаемого изменения в системе поддержания пластового давления на примере нескольких скважин месторождения Узень; проведена экономическая оценка предложенной технологии.

Полученные соискателем результаты по предложению на основе глубокого анализа имеющихся технологий и теоретических исследований количества удержанной в неоднородном коллекторе нефти, новой экономически целесообразной технологии по регулированию профиля перемещения нефти, позволяют повысить эффективность заводнения как одного из методов поддержания пластового давления. Теоретическая значимость исследования заключается в том, что посредством регулирования расхода воды в разно проницаемые пропластки, увеличивается эффективность заводнения. Особенностью работы является решение ориентированной на практику фундаментальной проблемы, связанной с высокой обводненностью и неравномерному продвижению закачиваемых с целью поддержания пластового давления, агентов по пласту к забою добывающих скважин.

Согласно проделанной работе, сделаны следующие заключения:

1. Близкое к равномерному вытеснение осуществимо при использовании перфорированного хвостовика насосно-компрессорной трубы, который в свою очередь условно делится на сегменты, согласно имеющимся слоям различной проницаемости продуктивного интервала; каждый сегмент имеет свою плотность перфорации. Сегменты будут разделены между собой с помощью трубных пакеров.

2. Для определения необходимой плотности перфорации каждого сегмента насосно-компрессорной трубы, с помощью формулы Дюпюи (4) и формулы, предложенной Wang и другими для определения плотности перфорации (19), формула (25) была выведена, которая учитывает размеры перфорационных отверстий хвостовика насосно-компрессорной трубы и приемистость каждого просоя продуктивного интервала. Также, используя модель обводненного неоднородного по проницаемости пласта и уравнение Дарси, было выведено соотношение (7), определяющее основные параметры, влияющие на удержание нефти в неоднородном пласте, по результатам были построены графики, показывающие эти зависимости.

3. Были выделены критерии применимости «предлагаемой» технологии. Согласно результатам, мы можем судить о положительном эффекте «предлагаемой» технологии.

4. Экономический эффект при использовании «предлагаемой» технологии имеется. При этом, максимальный эффект наблюдается в случаях А и Б (13 991 004 KZT –А, 2 433 636,2 KZT - Б). Причиной этому является высокая нефтенасыщенность месторождения. Однако в случае Д, где нефтенасыщенность различных участков продуктивного интервала составляет 80, 70 и 60%, экономический эффект на одну скважину составляет 2 612 661,537 KZT, что больше полученного эффекта в случае Б. Случай С отмечен как ограничение применение «предлагаемой» технологии, вследствие большого количества необходимых пакеров, однако экономический эффект будет иметь место (2 102 467,4 KZT). Наименьший эффект представляет моделирование случая Е, вследствие ограничения перфорации хвостовика насосно-компрессорной трубы. Тем не менее, положительный эффект имеет место (31 470 KZT).

Список использованных источников

1. Roy P. Carmack B.S. Lubbock. The history of secondary recovery of oil in the United States. – Texas, may 1953. P. 256-262.
2. William S. Lytle. History, Present Status and Future Possibilities of Secondary Recovery Operations in Pennsylvania // Topographic and geologic survey bulletin M41. - USA, 1960. P.561-566.
3. P.D. Torrey. Wichita Falls. Secondary recovery Symposium. - Texas, 1954. P.365-368.
4. C.R. Fettke. Ten years application of compressed air at Hamilton Corners // Paper given at AIME meeting. - New York, 1928. P.256-258.
5. Craig Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding // SPE of AIME, Richardson. – Texas, 1980. P.782-786.
6. Garland, T. M. Selective Plugging of Water Injection Wells // Journal of Petroleum Technology. - USA, 1966. P.456-458.
7. Yunxiang Zhang. Xiangnan Yue. Jianxia Dong. New and Effective Foam Flooding To Recover Oil in Heterogeneous Reservoir // SPE, Daqing Petroleum Institute, Improved Oil Recovery Symposium. - Oklahoma, 2000. P.125-128.
8. H. J. Bertin. O. G. Apaydin. L. M. Castanier. A. R. Kavscek. Foam Flow in Heterogeneous Porous Media: Effect of Crossflow // SPE.DOE Improved Oil Recovery Symposium. - Oklahoma, 1998. P.112-114.
9. Shenglong Shi. Yefei Wang. Zhongpeng Li. Mingchen Ding. Wuhua Chen. Experimental Study on Stability and Improving Sweep Efficiency with Microfoam in Heterogeneous Porous Media // Journal of Dispersion Science and Technology. – China, 2015. P.145-148.
10. Wang D. Polymer Flooding Practice in Daqing // Enhanced Oil Recovery Field Studies. Chapter 4. -China 2013. P.146-148.
11. Needham, R. B. Doe, P. H. Polymer Flooding Review // SPE Distinguished Author Series. -1987. P.369-372.
12. Norfarisha Achim. Nur Hashimah. Alias Nurul. Aimi Ghazali. Miradatul Najwa Muhd Rodhi. Tengku Amran Tengky Mohd. Effah Yahya. Polymer gelled technology to improve sweep efficiency in EOR: a literature review // Trans Tech Publications. – Switzerland, 2015. P.456-458.
13. B. Choi, K. Yu. K.S. Lee Permeability-Dependent Retention of Polymer in Heterogeneous Reservoirs // Hanyang University. - China, 2014. P.147-148.
14. Dominguez, J. P. Willhite G. P. Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media // SPE 17(2). -1977. P.156-158.
15. Cartmill, J.C. Dickey P.A. Flow of a Disperse Emulsion of Crude Oil in Water // Fall Meeting on SPE of AIME. - USA, 1970. P.412-414.
16. Soo H. Radke, C. J. The Flow Mechanism of Dilute, Stable Emulsions in Porous Media // Ind. Eng. Chem. Fundamentals 23(3): 342–347. -1984. P.365-369.
17. Hourshad Mohammadi. Mechanistic Modeling, Design and Optimization of Alkaline-Surfactant-Polymer flooding. – USA, 2008. P.789-793.

18. Uren L.C. Fahmy E.H. Factors Influencing the Recovery of Petroleum from Unconsolidated Sands by Waterflooding //SPE-927318. *Petroleum Transactions*, AIME. -1927. P.568-569.
19. Научно-техническое предприятие «Нефтегазтехника». Технологии и компоновки для одновременно раздельной закачки. Опыт внедрения// <http://www.ngt-nv.ru/?q=article1>. 2013
20. Hai-tao Li. Yong-qing Wang. Jun-Chao Wang. Shi-Yan Zhu King Fahd. A New Completion Methodology to Improve Oil Recovery for Horizontal Wells Completed in Highly Heterogeneous Reservoirs //University of Petroleum and Minerals. – China, 2014. P.452-456.
21. Н.С.Хабеев. Н.А.Иногамов. Моделирование мицеллярно-полимерного воздействия на слоисто-неоднородный нефтяной пласт //Прикладная механика и теоретическая физика. – РФ, 2008.
22. Справочник химика. <http://chem21.info/info/1528757/>. 2018
23. Энциклопедия нефти и газа. <http://ru.encyclopedia.kz/index.php>. 2008.
24. Национальная история РК. <http://e-history.kz/ru/contents/view/3841>. 2010
25. Каламкас. http://ru.esosedi.org/KZ/MAN/1645224/gazoneftyanoie_mestorozhdenie_kalamkas. 2013.
26. Ekwere J. Peters. Advanced Petrophysics /Volume 1: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics // Live Oak Book Company. - 2012. P.789-796.
27. William S.Lytle. Present Status and Future Possibilities of Secondary Recovery Operations in Pennsylvania //Topographic and geologic survey bulletin M41.- 1960. P.142-146.
28. Shu-Ren Liu. Wan-Li Kang. Li-Bin Zhu. Bin Han. Xian-Hui Yang. Xue-Qin Zhang Hong-Liang Zhan. Peng Lei. Experimental Study on Uniform Mobility Displacement Method for Heterogeneous Reservoir //Journal of Applied Science and Engineering, Vol. 19, No. 3.- (2016). P.632-635.
29. A. Panthangkool. F. Srisuriyachai. Evaluation of Polymer Flooding in Multi-Layered Heterogeneous Reservoir: The Study of Viscosity and Injection Rate of Polymer Solution //ASEAN Forum on Clean Coal Technology. - Thailand, 2013.P.145-148.
30. Shenglong Shi. Yefei Wang. Zhongpeng Li. Mingchen Ding. Wuhua Chen. Experimental Study on Stability and Improving Sweep Efficiency with Microfoam in Heterogeneous Porous Media //Journal of Dispersion Science and Technology. - 2015. P.145-148.
31. Si Le Van. Bo Hyun Chon. The Performance of Surfactant-Polymer Flooding in Horizontal Wells Consisting of Multilayers in a Reservoir System //Energies.- 2016.P.784-785.
32. J.-J. Li, H.-Q. Jiang, J.-R. Hou. S.-L. Wang. The Effects of Oil Displacement Efficiency and Conformance Efficiency on Viscosity of ASP Flooding in a Heterogeneous Reservoir //Petroleum Science and Technology, 32:830–839. - China, 2014. P.135-138.

33. D. Perez. L.F. Muñoz. W. Acosta. J. Falla. J. Martínez. G. Vidal. Hocol. E. Manrique F. Cabrera J. Romero. M. Izadikamoue. C. Norman Tiorco. Improving Sweep Efficiency In A Mature Waterflood: Balcon Field, Colombia // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.- Mexico, 2012. P.89-92.
34. M.A. Chaudhry. A.A. Mahmeed. M.R. Wani. H.A. Mubarak. R.K. Thakur. H.R. Al-Rashidi. Improving Oil Recovery in Heterogeneous Carbonate Reservoir By Optimizing Peripheral Water Injection through Application of Innovative Techniques // SPE 120382.- Kingdom of Bahrain, 2009. P.128-132.
35. Si Le Van. Bo Hyun Chon. The Performance of Surfactant-Polymer Flooding in Horizontal Wells Consisting of Multilayers in a Reservoir System // Energies. - 2016. P.15-21.
36. Zhang Xiaoqin. Guan Wenting. Meng Nan. Lu Changsen. Guo Songlin. Simulation on Technical Limits of Multi-Molecular-Weight Polymer Flooding in Heterogeneous Multi-Layer Reservoirs in Daqing Oilfield // The International Petroleum Technology Conference. – Malaysia, 2008. P.38-39.
37. H. Emami Meybodi. R. Kharrat. M.H. Ghazanfari. Effect of Heterogeneity of Layered Reservoirs on Polymer Flooding: An Experimental Approach Using Five-Spot Glass Micromodel // SPE Europec. EAGE Annual Conference and Exhibition. - Rome, Italy, 2008. P.568-572.
38. B. Choi, K. Yu. K.S. Lee. Permeability-Dependent Retention of Polymer in Heterogeneous Reservoirs // Offshore Technology Conference Asia. - Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.
39. Ф.Ю. Алдакимов. С.В. Гусев. В.Ю. Огорельцев. Е.О. Гребенкина. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС4-8 Федоровского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2014.
40. Д.Н. Гусева. Г.Я. Курбанова. В.В. Васильев. Оценка эффективности нестационарного заводнения для послойно-неоднородных залежей при различных подвижностях нефти // Нефтепромысловое дело. - 2016.
41. В.А. Лепихин. В.В. Фирсов. М.В. Демин. С.В. Подливахин. Опыт применения и совершенствования технологий ликвидации прорывного движения закачиваемых вод на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2014.
42. Л.К. Алтунина. В.А. Кувшинов. И.В. Кувшинов. Физико-химические технологии с применением гелей, золь и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки // Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук. Georesources. – Томск, 2014.
43. Дурягин В.Н. Стрижнев К.В. Обоснование применения неорганической водоизоляционной композиции для повышения коэффициента вытеснения нефти водой в коллекторах трещинно-порового типа // ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». Сборник. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – РФ, 2002г.

44. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. //М.: ООО «Недра- Бизнесцентр». - 2002.
45. Pennell, K.D. Pope, G.A. Abriola L.M. Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloro- ethylene during Surfactant Flushing // Environ. Sci. Technol. – 1966.
46. Yan W. Miller C.A. Hirasaki G.J. Foam sweep in fractures for enhanced oil recovery //Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects. – 2006.
47. George J. Hirasaki. Clarence A. Miller. Maura Puerto. Recent Advances in Surfactant EOR // SPE, Rice University. - 2011.
48. Haijing Wang. Xiaoqing Li. Perforation Optimization for Regulating Production Profile of Horizontal Wells in Heterogeneous reservoirs //SPE Heavy Oil Conference. – Canada, Calgary, 2012.
49. Bernard Montaron. David Bradley. Anthony Cooke. Laurent Prouvost. Anne Gerd Raffn. Alain Vidal. Michael Wilt. Shapes of Flood Fronts in Heterogeneous Reservoirs and Oil Recovery Strategies //Schlumberger SPE EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. - Abu Dhabi, U.A.E.,2007.
50. TIORCO, INC (The Improved Oil Recovery Company). Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood 30 years of experience,1977-2007.
51. H. J. Bertin. O. G. Apaydin. L. M. Castanier. A. R. Kavscek. Foam Flow in Heterogeneous Porous Media: Effect of Crossflow // SPE DOE Improved Oil Recovery Symposium. - Tulsa, Oklahoma, 1998.
52. Hou Jian. Du Qingjun. Lu Teng. Zhou Kang . Wang Rongrong. The effect of interbeds on distribution of incremental oil displaced by a polymer flood // Springer-Verlag Berlin Heidelberg. - 2011.
53. Cenk Temizel. Dike Putra. Zumra Peksaglam. Onur Susuz. Karthik Balaji. Anuj Suhag. Rahul Ranjith. Ming Zhang. Production Optimization under Injection of Biopolymer, Synthetic Polymer and Gels in a Heterogeneous Reservoir // SPE Eastern Regional Meeting. - Canton, Ohio, USA, 2016.
54. Reservoir managements for Waterflood-Part II //JCPT.-1998.
55. M. Hui. L.J. Durlofsky. Accurate coarse modeling of well-driven, high-mobility-ratio displacements in heterogeneous reservoirs //ELSEIVER/Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2005.
56. Mingjie Chen Zhiming . George A. Zyvoloski. Conditional simulations of water–oil flow in heterogeneous porous media // Springer-Verlag. - 2007.
57. Yihua Zhong. Shaoxian Bing,Yan Tian. Study about oil displacement efficiency of different position in very high water cut reservoir//<http://proceedings.spiedigitallibrary.org/ConferenceProceedings.aspx>
58. T. Q. C. Dang. Z. Chen. T. B. N. Nguyen. W. Bae. The Potential of Enhanced Oil Recovery by Micellar Polymer Flooding in Heterogeneous Reservoirs // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects.- 2014
59. Y. G. Qu. Y. T. Liu. The Impact of Sandstone's Geometry Form on Water Flooding Efficiency in Heterogeneous Reservoirs // Petroleum Science and Technology.- 2012.

60. Youngmin Kim. Jeonghwan Lee. Evaluation of Real-Time Injection Performance for Polymer Flooding in Heterogeneous Reservoir // Proceedings of the Twenty-fourth (2014) International Ocean and Polar Engineering Conference Busan, Korea. – 2014.
61. J.R. Hou. M.Z. Dong. J.Z. Yang. Z.C.Liu. X.A. Yue. Effect of Viscosity of Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Solution on Enhanced Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs //JCPT.- 2006
62. Karim Khan. Moutaz Saleh. Shawket Ghedan. Younes Boloushi. Development of Early Water Breakthrough and Effectiveness of Water Shut off Treatments in Layered and Heterogeneous Reservoirs // SPE EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. - Abu Dhabi, UAE, 19–21 October 2009.
63. Shawket Ghedan. Younes Boloushi. Moutaz Saleh. Thief Zones and Effectiveness of Water-Shut-Off Treatments under Variable Levels of Gravity and Reservoir Heterogeneity in Carbonate Reservoirs SPE EUROPEC EAGE Annual Conference and Exhibition. - Barcelona, Spain, 14–17 June 2010.
64. Arild Lohne. Ingebret Fjelde. Surfactant Flooding in Heterogeneous Formations // Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium. -Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012.
65. Shehadeh K. Masalmeh. Carl Blom. Lingli Wei. X.D. Jing. EOR Options for Heterogeneous Carbonate Reservoirs Currently Under Waterflooding // International Petroleum Exhibition and Conference. - Abu Dhabi, UAE, 10–13 November 2014.
66. A. H. Al Ayesh. R. Salazar. R. Farajzadeh. S. Vincent-Bonnieu. Foam Diversion in Heterogeneous Reservoirs: Effect of Permeability and Injection Method // SPE Improved Oil Recovery Conference. - Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016.
67. Mark Shotton. Karl Stephen. Marie Ann Giddins. High-Resolution Studies of Polymer Flooding in Heterogeneous Layered Reservoirs // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. - Muscat, Oman, 21–23 March 2016.
68. Shehadeh K. Masalmeh. Lingli Wei. P. A. Blom. Mobility Control for Gas Injection in Heterogeneous Carbonate Reservoirs: Comparison of Foams versus Polymers // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. - Manama, Bahrain, 25–28 September 2011.
69. Dhruvajyoti Neog. Dr Subrata Bogohain Gogoi. Dr Pradip Bogohain. Use of oil field water shut off techniques in crude oil recovery from a depleted oil field of Upper Assam Basin // Indian journal of applied research. – India, 2014
70. Lymar I.V. Review of New Water Shut-Off Technologies Implemented On The Oil Fields Of The Republic Of Belarus // Belarusian scientific-research and design institute of oil (BelNIPIneft). Electronic scientific journal «Oil and gas business. – Republic of Belarus, 2011.
71. L.K.Altunina. V.A. Kuvshinov. L.A. Stasieva. Thermoreversible Polymer Gels for Enhanced Oil Recovery // Chemistry for sustainable development. - 19(2011) P.121-130.

72. Ю.В.Зейгман. В.В.Сергеев. Лабораторные исследования вязкостных свойств кислотной композиции с добавками загустителей// Нефтепромысловое дело. - РФ, 2016
73. Р.С.Некlesa. А.В.Кочетов. Ю.В. Земцов. Т.А. Лыткина. Фильтрационные исследования водоизолирующих и селективных свойств гелеобразующих составов на основе жидкого стекла // Нефтепромысловое дело. – РФ, 2016.
74. В.Н.Нестеров. А.В.Барышников. Д.Р.Галеев. А.С.Бриллиант. А.С. Завьялов. А.В.Кибирев. Методика совершенствования системы разработки при заводнении на примере Верх-Тарского месторождения // Нефтяное хозяйство. - РФ, 2014
75. М.К.Рогачев. А.О.Кондрашев. О.Ф.Кондрашев. Водоизоляционный полимерный состав для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – РФ, 2014
76. К.И.Бабицкая. И.В.Царьков. В.В.Коновалов. Мицеллярный раствор селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока // Нефтепромысловое дело. – РФ, 2016.
77. Р.Р.Кадыров. Д.А.Патлай. Д.К.Хасанова. Т.А. Байбурдов. Л.Л. Ступенькова. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров // Нефтяное хозяйство. - РФ, 2014.
78. Erle C. Donaldson. George V. Chilingarian. Teh Fu Yen. Enhanced oil recovery, fundamentals and analysis // Elsevier Science Publisher B.V.- 1985.
79. W.Littmann .Polymer flooding // Elsevier Science Publisher B.V. - 1988.
80. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2002.
81. Dian-Fa Du. Yan-Yan Wang. Yan-Wu Zhao. Pu-Sen Sui. Xi Xia. A new mathematical model for horizontal wells with variable density perforation completion in bottom water reservoirs // Springer. - 2017.
82. Л.П. Дейк. Практика инжиниринга нефтяных пластов. 2007
83. Нормативные документы по ценообразованию и сметам. <http://smeta-kz.com>.
84. Кодекс РК от 25.12.2007 № 120 – VI ЗРК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» <http://www.pavlodar.com/zakon/>.
85. Центр деловой информации kapital.kz/finance/65552/ceny-na-neft-metally-i-kurs-tenge-na-22-dekabrya.html.
86. Бродский В.З. Введение в факторное планирование эксперимента //М. Наука. 1976 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 - Расчет коэффициента несовершенства

Величина	Значение
Диаметр скважины (мм)	168,3
Толщина стенки	8,9
Количество отверстий в обс. колонне (п.м.)	15
Диаметр перф.отв.обс.колонны (мм)	30
Случай В	
Секция 1	
Скв. (м ²)	2,15
Сперф. (м ²)	0,052
С	40
Секция 2	
Скв. (м ²)	3,1
Сперф. (м ²)	0,03
С	102
Случай С	
Секция 1	
Скв. (м ²)	3,09
Сперф. (м ²)	0,075
С	40,2
Секция 2	
Скв. (м ²)	0,618
Сперф. (м ²)	0,0148
С	40,76
Секция 3	
Скв. (м ²)	0,618
Сперф. (м ²)	0,0148
С	40,76
Секция 4	
Скв. (м ²)	0,57
Сперф. (м ²)	0,014
С	39,7
Секция 5	
Скв. (м ²)	0,618
Сперф. (м ²)	0,0148
С	40,76
Секция 6	
Скв. (м ²)	1,63
Сперф. (м ²)	0,036
С	40,79
Случай Д	
Секция 1	
Скв. (м ²)	5,7
Сперф. (м ²)	0,138
С	40,3
Секция 2	

Продолжение таблицы 1 – Расчет коэффициента несовершенства

Сскв. (м ²)	2,64
Сперф. (м ²)	0,063
С	40,9
Случай Е	
Секция 1	
Сскв. (м ²)	0,88
Сперф. (м ²)	0,02
С	43
Секция 2	
Сскв. (м ²)	1,32
Сперф. (м ²)	0,02
С	43
Секция 3	
Сскв. (м ²)	0,44
Сперф. (м ²)	0,01
С	43
Секция 4	
Сскв. (м ²)	2,37
Сперф. (м ²)	0,057
С	40,58

Таблица 2 - Процентное соотношение просверленных отверстий к длине сегмента хвостовика НКТ

Величина	Значение
Диаметр НКТ (мм)	73
Диаметр просверленного отверстия (мм)	30
Случай А	
Секция 1	
Снкт. (м ²)	1,92
Сотв. (м ²)	0,047
Использование металла (%)	2,4
Секция 2	
Снкт. (м ²)	1,28
Сотв. (м ²)	0,025
Использование металла (%)	1,9
Секция 3	
Снкт. (м ²)	0,38
Сотв. (м ²)	0,03
Использование металла (%)	7,8
Секция 4	
Снкт. (м ²)	0,38
Сотв. (м ²)	0,02
Использование металла (%)	5,86
Случай В	
Секция 1	
Снкт. (м ²)	1,12

Продолжение таблицы 2 - Процентное соотношение просверленных отверстий к длине сегмента хвостовика НКТ

Сотв. (м ²)	0,03
Использование металла (%)	3
Секция 2	
ШКТ. (м ²)	1,6
Сотв. (м ²)	0,01
Использование металла (%)	0,88
Случай С	
Секция 1	
ШКТ. (м ²)	1,6
Сотв. (м ²)	0,047
Использование металла (%)	2,9
Секция 2	
ШКТ. (м ²)	0,32
Сотв. (м ²)	0,011
Использование металла (%)	3,5
Секция 3	
ШКТ. (м ²)	0,32
Сотв. (м ²)	0,07
Использование металла (%)	22
Секция 4	
ШКТ. (м ²)	0,299
Сотв. (м ²)	0,009
Использование металла (%)	3
Секция 5	
ШКТ. (м ²)	0,32
Сотв. (м ²)	0,003
Использование металла (%)	1,1
Секция 6	
ШКТ. (м ²)	0,32
Сотв. (м ²)	0,04
Использование металла (%)	1,3
Случай Д	
Секция 1	
ШКТ. (м ²)	2,99
Сотв. (м ²)	0,113
Использование металла (%)	3,67
Секция 2	
ШКТ. (м ²)	1,375
Сотв. (м ²)	0,013
Использование металла (%)	0,98
Случай Е	
Секция 1	
ШКТ. (м ²)	0,458
Сотв. (м ²)	0,004
Использование металла (%)	0,87
Секция 2	

Продолжение таблицы 2 - Процентное соотношение просверленных отверстий к длине сегмента хвостовика НКТ

СНКТ. (м ²)	0,6876
Сотв. (м ²)	0,059
Использование металла (%)	8,6
Секция 3	
СНКТ. (м ²)	0,23
Сотв. (м ²)	0,018
Использование металла (%)	7,67
Секция 4	
СНКТ. (м ²)	1,24
Сотв. (м ²)	0,13
Использование металла (%)	10