Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть) ПАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина

УДК 622.276.76

На правах рукописи

ВАФИН ТИМУР РИФОВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук
Насыбуллин Арслан Валерьевич

Бугульма - 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 4

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ..... 8

1.1. Обзор научных методов применения технологии водогазового воздействия на нефтенасыщенные неоднородные коллектора..... 8

1.2. Мировой и отечественный опыт водогазового воздействия на пласт..... 16

1.3. Оценка эффективности водогазового воздействия на нефтенасыщенный пласт на примере Алексеевского месторождения..... 26

1.3.1. Проектные решения и вопросы совершенствования технологии водогазового воздействия на пласт..... 26

1.3.2. Методика оценки эффективности водогазового воздействия..... 30

1.3.3. Оценка технологической эффективности ВГВ на кизеловском горизонте Алексеевского месторождения..... 32

Выводы по главе 1..... 35

ГЛАВА 2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПУТЕМ АДАПТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ..... 37

2.1. Оценка выбора эффективного интервала нагнетания водогазовой смеси в пласт..... 37

2.1.1. Анализ изменения технологических параметров нагнетательных скважин..... 38

2.2. Контроль обводнения скважин при эффективном управлении водогазовым воздействием по промысловым данным..... 43

2.3. Оценка предельных объемов и состава газа в ВГС..... 52

Выводы по главе 2..... 60

ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОСТОЯННЫХ И ПЕРИОДИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ ЗАКАЧКИ..... 61

3.1. Исследование выработки запасов нефти при циклическом и стационарном водогазовом воздействии на пласт..... 61

3.1.1. Методика обоснования выбора модели участка для исследования гидродинамических характеристик пласта при ВГВ..... 61

3.1.2. Результаты численных исследований..... 62

3.2. Эффективность закачки водогазовой смеси на различных режимах..... 67

3.3. Оценка интенсивности воздействия на пласт закачкой водогазовой смеси в циклическом режиме..... 71

3.4. О некоторых особенностях вытеснения нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов водогазовой смесью..... 75

3.4.1. Методика обоснования и выбора объекта исследования..... 75

3.4.2. Методика обобщения результатов численных исследований..... 76

Выводы по главе 3..... 82

ГЛАВА 4. КОМПЛЕКСНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ..... 83

4.1. Оценка реакции пласта на водогазовое воздействие по отдельным скважинам..... 83

4.1.1. Математическая модель оценки реакции нефтяной залежи на колебания закачки водогазовой смеси..... 83

4.1.2. Оценка отклика добывающих скважин на колебания закачки водогазовой смеси..... 89

4.2. Контроль за прорывом газа в условиях Алексеевского месторождения.. 103

4.3. Управление водогазовым воздействием в ходе разработки кизеловского горизонта Алексеевского месторождения..... 107

Выводы по главе 4..... 110

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ..... 112

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... 114

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

При реализации технологии водогазового воздействия на пласт одной из важных задач является ограничение пластовой подвижности воды и газа в фильтрационных каналах продуктивных отложений с целью повышения эффективности их в качестве вытесняющего агента при совместном их применении. При использовании воды для вытеснения происходит неизбежный ее прорыв к забоям добывающих скважин в многослойных неоднородных коллекторах по высокопроницаемым слоям. Подобная ситуация наблюдается и при закачке в пласт только газа, но более быстрыми темпами. Совместное нагнетание воды и газа повышает охват заводнением, блокируя области повышенной проницаемости и перераспределяя вытесняющий агент по зонам более высокой вязкости нефти и повышения подвижности под действием комбинированного агента. Успешность реализации технологии водогазового воздействия определяется не только геологическими критериями его применимости, но и во многом зависит от свойств и состава агента воздействия, способа его подготовки, согласованности режимов нагнетания и отбора по реагирующему участку. Кроме того, при наличии газа разного состава, закачиваемая водогазовая смесь может изменять нефтевытесняющую способность, например, путем подачей сухого или жирного газа.

Регулирование режимов водогазового воздействия составом газожидкостной смеси является сложной многокритериальной задачей, требующей выявления зависимостей между временными параметрами, величиной водогазового соотношения, адресностью воздействия на объект и технологической эффективностью. При рассмотрении вопроса интенсификации выработки запасов нефти нестационарными технологиями, например, циклическим водогазовым воздействием на пласт существует ряд нерешенных задач, одна из которых связана с определением эффективности вытеснения нефти на постоянных и периодических режимах закачки водогазовой смеси. Поэтому решение этой проблемы весьма востребовано в промысловых условиях и является актуальной научно-практической задачей.

Цель работы – интенсификация выработки запасов нефти нестационарными технологиями водогазового воздействия на пласт.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Оценка эффективности применения нестационарного режима работы скважин при интенсификации выработки запасов нефтеводогазовым воздействием на пласт;
2. Обоснование выбора временного интервала нагнетания водогазовой смеси;
3. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным;
4. Оценка предельных объемов газа и состава водогазовой смеси;
5. Исследование реакции пласта на водогазовое воздействие по отдельным скважинам с меняющейся гидродинамической характеристикой пласта;
6. Определение ключевых параметров оценки интенсивности воздействия на пласт в режиме стационарной и циклической закачки водогазовой смеси.

Методы решения поставленных задач и достоверность результатов

Решение поставленных задач основано на теоретических и экспериментальных исследованиях вытеснения нефти водогазовой смесью на разных режимах нагнетания и использовании комплексных методов оценки ее эффективности. Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением теоретических исследований с фактическими показателями разработки объекта нагнетания водогазовой смеси (ВГС) в пласт.

Научная новизна результатов работы

1. Установлены закономерности нефтеизвлечения при вытеснении нефти водогазовой смесью в виде оторочек из послойно неоднородных коллекторов представленных высокопроницаемым, низкопроницаемым, промежуточным слоями (нефть-вода) и водонасыщенной зоной пласта.
2. По данным экспериментальных исследований и обобщения изменения показателей эксплуатации и нагнетания водогазовой смеси в пласт на различных режимах установлена зависимость между приростом дебита окружающих скважин, длительностью нагнетания и объемом водогазовой смеси.
3. Установлена зависимость между коэффициентом использования объема водогазовой смеси и значениями отношения текущего газового фактора к начальному, а также пределом этого отношения, для остановки отбора продукции из добывающей скважины с целью перераспределения нагнетаемого газа в продуктивном пласте до заданного значения.
4. Установлена зависимость степени вытеснения нефти водогазовой смесью от расположения точек нагнетания смеси по отношению к точкам отбора продукции для неоднородных по проницаемости коллекторов и зон остаточных запасов нефти.

На защиту выносятся:

1. Метод оценки эффективности вытеснения нефти из многослойных и неоднородных по проницаемости коллекторов малыми объемами и периодами нагнетания в зоне ЧНЗ по модели с преобладанием высокопроницаемого коллектора и с преобладанием низкопроницаемого коллектора;
2. Технология волнового (циклического) водогазового воздействия на пласт с оптимальной величиной продолжительности нагнетания водогазовой смеси и её объемом, установленной экспериментально на примере разработки Алексеевского месторождения;
3. Способ управления составом газожидкостной смеси с поверхности с целью повышения эффективности применения технологии ВГВ;
4. Методика оценки влияния расположения точек нагнетания смеси по отношению к точкам отбора продукции для неоднородных по проницаемости коллекторов и зон остаточных запасов нефти;
5. Метод оценки отклика добывающих скважин на колебания закачки объема водогазовой смеси на базе математической модели.

Практическая ценность и реализация результатов работы

1. На основе анализа результатов теоретических и промысловых исследований вытеснения нефти водогазовой смесью из неоднородных по проницаемости многослойных коллекторов подтверждена возможность увеличения дебита добывающих скважин путем нестационарной закачки вытесняющего агента в сравнении со стационарной.
2. Разработана комплексная технология нестационарного заводнения водогазовой смесью в пласт в режиме циклического нагнетания определенных объемов с управлением эффективностью вытеснения нефти по величине коэффициента использования объема нагнетаемой смеси в пласт.
3. Разработан метод управления вытеснением нефти путем изменения коэффициента использования объема водогазовой смеси по данным периодического исследования отобранных проб со скважин на газонасыщенность, по результатам которых определены предельные значения соотношения газового фактора текущего к начальному, при росте которого свыше 10 % добывающая скважина отключается из эксплуатации на время, достаточное для перераспределения объема газа до начального значения.
4. Предложен метод повышения эффективности вытеснения нефти водогазовой смесью путем расположения нагнетательных скважин для нагнетания ВГС с учетом удаленности

от зоны отбора, размещения в неоднородных по проницаемости зонах и областях повышенных остаточных запасов нефти.

5. Рекомендации автора по оптимизации водогазового воздействия путем регулирования режимами и продолжительностью закачки водогазовой смеси реализованы на кизеловском горизонте Алексеевского месторождении, в результате которых дополнительно добыто 1840 т нефти с экономическим эффектом 2,1 млн. руб.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах ООО НПО «Нефтегазтехнология» (г. Уфа, 2013-2015 гг.), на научно-технических конференциях ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 2013-2014 гг.), НГДУ «Бавлынефть» (г. Бавлы, 2014-2015 гг.), на Международной научно-практической конференции в рамках XIV Российского энергетического форума «Зеленая энергетика», XX Юбилейной специализированной выставки «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» (г. Уфа, 2015 г.), на Ученом Совете института "ТатаНИПИнефть" (г.Бугульма, 2016 г.) и научно-техническом совете ГАНУ "Институт нефтегазовых технологий и новых материалов АН РБ" (г. Уфа, 2016 г.).

Публикации и личный вклад автора

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 12 научных трудах в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

В рассматриваемых исследованиях, выполненных в соавторстве с коллегами, и самостоятельно автору принадлежат постановка задач, их решение, обобщение полученных результатов, разработка рекомендаций по промысловому внедрению, анализ результатов опытно-промышленных испытаний технологий ВГВ на Алексеевском месторождении.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 102 наименования. Работа изложена на 122 страницах, содержит 14 таблиц, 64 рисунка.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю доктору технических наук Насыбуллину А.В. за внимание и полезные советы, высказанные в процессе работы над диссертацией.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОГАЗОВОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

1.1. Обзор научных методов применения технологии водогазового воздействия на нефтенасыщенные неоднородные коллектора

Технологии нагнетания газа и водогазовой смеси в пласт широко применяются для повышения коэффициента извлечения нефти. В связи с этим из-за недостаточной изученности метода эта проблема привлекает повышенное внимание ученых и промысловых работников. Несмотря на значительный объем публикаций, посвященных теме водогазового воздействия, проблемы основных явлений, протекающих при закачке водогазовой смеси и меняющейся при этом гидродинамической характеристики, изучены недостаточно полностью.

Основные направления по использованию газа высокого давления и ВГВ для повышения нефтеотдачи принадлежат советским ученым М.А. Капелюшникову [11, 45] и М.А. Айрапетяну [2, 10].

Первые лабораторные исследования по вытеснению нефти из пористой среды в присутствие газовой фазы были проведены американским исследователем К.Р. Холмгреном [93]. При постановке опыта использовалась линейная модель пласта, составленная из образцов песчаника (параметры модели: L=152 см, d = 12,7 см, К = 0,6 мкм^2, начальная водонасыщенность 26 %). В качестве вытесняемого агента использовался керосин вязкостью 1,3 мПа·с. В модели пласта до начала воздействия искусственно создавалась газонасыщенность продувкой ее метаном. Опытом было установлено, что по окончании заводнения в пористой среде остается газ и его количество тем больше, чем больше газа в пористой среде было до начала нагнетания воды. Также отмечается, что присутствие свободного газа в пористой среде ведет к снижению фазовой проницаемости по нефти в сравнении с экспериментом, где газа в пористой среде не было. Присутствие газа в пористой среде до начала заводнения положительно сказалось на коэффициенте вытеснения, который в условиях опыта увеличивался с ростом газонасыщенности и его прирост по сравнению с заводнением достигал 20 %.

А.Б. Дейсом [91] были подтверждены отдельные выводы, сделанные К.Р. Холмгреном. Так было экспериментально определено, что с ростом газонасыщенности пористой среды перед закачкой воды происходит снижение остаточной нефтенасыщенности с 27 до 19 %. Опыты велись на единичных образцах песчаника (L =2,5 см, d = 2,0 см, К = 0,3 мкм^2). Вместо нефти использовался триизобутилен,

вытесняющие агенты – воздух, минерализованная вода. Также автором было установлено, что для высоковязких нефтей нагнетание газа перед закачкой воды приводит к снижению коэффициента вытеснения в сопоставлении с простым заводнением.

И.Р. Кейт [95] полагал, что максимальная эффективность водогазового воздействия достигается в условиях вытеснения вязкой нефти из гидрофильной породы. В данном случае происходит снижение остаточной нефтенасыщенности на 8-10 % для нефти вязкостью 22-116 мПа·с и всего на 3-7 % для нефти вязкостью 1,5 мПа·с. В экспериментах с гидрофобной породой закачка газа перед заводнением не повлияла на величину коэффициента вытеснения. Эксперименты были проделаны на искусственных образцах проницаемостью от 0,09 до 0,6 мкм^2, а вытеснение производилось дистиллированной водой, насыщенной гелием.

В экспериментах Д.Г. Ричардсона и Р.В. Перкинса [98] нагнетание газа в модель пласта с насыпным песком перед заводнением незначительно сказалось на изменении коэффициента вытеснения. Так при вытеснении керосина из модели пласта, в которой отсутствовал газ остаточная керосинонасыщенность составила 18 %. Закачка газа и последующее заводнение уменьшило остаточную керосинонасыщенность лишь до 16 %. В опытах, где вытеснению водой предшествовал газонапорный режим, прорыв воды наступал при большей насыщенности пористой среды керосином. Пористая среда в проведенных опытах представлена кварцевым песком различных фракций (К= 2,5 мкм^2), который набивался в трубы длиной 25-100 см, рабочие жидкости – керосин, дистиллированная вода. В качестве газового агента использовался гелий.

Особое внимание стоит уделить работам, проведенным во ВНИИнефти Д.А. Эфросом и С.А. Кундиным [51-53, 84]. В данных трудах обширно освещаются теоретические и опытные исследования по изучению фильтрации трехфазных систем в пористой среде. В ходе выполнения опытов следовали условиям подобия. При постановке опытов использовались модели двух типов: линейные (длина 100 и 300 см, диаметр 2 и 3 см) и параболические (длина 500 см). В качестве пористой среды применялся несцементированный или искусственно сцементированный песчаник с проницаемостью 1 – 3 мкм^2. Модель нефти – узкие керосиновые фракции балахинской нефти вязкостью 2,3; 4,2; 7,8 мПа·с. Модель связанной воды и вытесняющий агент – дистиллированная вода. Вытесняющую жидкость предварительно насыщали газом во избежание дополнительного растворения в ней газа, находящегося в пористой среде. Для уменьшения влияния сжимаемости газа на процесс вытеснения нефти опыты проводились при высоком давлении в модели пласта (5 МПа) и сравнительно малом перепаде (0,2-0,3 МПа). Газонасыщенность в модели пласта создавалась продувкой гелием или азотом. По

результатам опытов рассчитывались фазовые проницаемости. Выявлено, что фазовые проницаемости для нефти и воды значительно зависят от количества находящегося в пористой среде газа. При стабильной нефтенасыщенности зависимость фазовой проницаемости по нефти от количества газа не является монотонной, а имеет максимум, достигаемый при величинах газонасыщенности 6-10 %, фазовая проницаемость по воде соответственно имеет минимальные значения. Здесь же установлено, что остаточная газонасыщенность после заводнения была близка к начальной газонасыщенности, если последняя была не более 10 % от объема пор. Дальнейший рост начальной газонасыщенности (свыше 10 %) приводит к снижению остаточной газонасыщенности.

На исследование движения трехфазного потока направлена также работа В.И. Иванова [38], где с помощью метода нестационарного вытеснения, определялись фазовые проницаемости при комбинированной периодической закачке воды и воздуха в нефтенасыщенную модель пласта. Автором установлено, что в случае подвижности всех трех фаз фазовая проницаемость для нефти имеет максимум при остаточной газонасыщенности 7-12 %.

Учеными ВНИИ им. А.П. Крылова и МИНГ им. академика И.М. Губкина был разработан экспериментальный стенд, устанавливающий относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, как при раздельном, так и при совместном течении в условиях, приближенных к пластовым [40]. При моделировании совместной фильтрации трех фаз через образец песчаника газонасыщенность варьировалась в пределах 13-35%. Установлено, что количество защемленного газа (остаточная газонасыщенность) в пористой среде составило около 12 %, что превышает величину остаточной газонасыщенности, полученной на насыпных пористых средах (5-8 %). Концевые режимы свидетельствуют о воздействии структуры порового пространства на численные показатели фильтрационных характеристик [33]. Авторы обнаружили, что присутствие газообразной системы в пористой среде содействует снижению остаточной нефтенасыщенности на 3-4 %. Также установлено, что фазовая проницаемость для воды является лишь функцией водонасыщенности, а фазовая проницаемость для нефти зависит как от водонасыщенности, так и от нефтенасыщенности.

М.А. Айрапетян [2], проведя анализ процесса разработки Эмбинского месторождения, пришел к выводу, что при закачке в пласты воды, последняя продвигается по наиболее проницаемой зоне. Для условий Эмбинского месторождения данная зона приурочена к подошве залежи. Для выработки кровельной нефтеносной части горизонта автор предложил водогазовый метод путем одновременной закачки в продуктивную

толщу воды и воздуха. В лабораторных условиях была получена технологическая эффективность предлагаемого метода.

Эксперимент проводился в трех вариантах:

1) после истощения на режиме растворенного газа в модель нагнетали воду, а затем закачивались вода и воздух;

2) после истощения нагнетали воздух, после чего закачивались вода и газ;

3) после истощения закачивали воду и газ.

Опыты продолжались до полного вытеснения нефти из модели пласта. Экспериментально было установлено, что при ВГВ коэффициент вытеснения повышается: на 16 % при реализации ее после закачки воды; на 22 % - после нагнетания воздуха. Однако нагнетание воздуха в определенных условиях может образовывать взрывоопасную смесь.

В работе [47] обобщены итоги лабораторных испытаний по изучению эффективности нагнетания воздуха и воды в неоднородную модель пласта, выполненную в форме параллелепипеда из органического стекла, куда помещались четыре слоя кварцевого песка различной проницаемости ($к_1$ = 0,90 мкм^2; $к_2$ = 0,45 мкм^2; $к_3$= 0,25 мкм^2; $к_4$ = 0,1 мкм^2), изолированные друг от друга слоями глины. От «кровли» к «подошве» проницаемость слоев снижалась. Было поставлено три опыта: 1) нагнетание воздуха; 2) нагнетание воды; 3) нагнетание воды и газа (периодическая закачка). В ходе испытаний керосиноотдача от нагнетания воздуха составила 12 % от объема порового пространства, весь вытесненный керосин получен к моменту прорыва воздуха. При дальнейшей закачке воды вытеснено 71 % керосина, за безводный период – 57 % . При периодической закачке воды и газа конечная керосиноотдача составила 73 %, за безводный период – 71,5 %, что на 14,5 % превысило данный параметр, полученный при простом заводнении.

В конце 50-х - начале 60-х годов прошлого столетия активным исследованием вытеснения нефти с приобщением газовых методов занимался Кундин С.А. [51-53]. В последующие годы лабораторные исследования по изучению нефтеотдачи при ВГВ стали проводиться на более высоком методическом уровне.

Значительный объем исследований проведен в Укргипрониинефть В.И. Лискевичем и Ю.М.Островским [55, 56, 65-70] в начале 70-х годов прошлого века. В работе [70] авторы проводят анализ опытов по вытеснению нефти водой из загазованных и обводненных пористых сред, рассматриваются результаты опытов по вытеснению нефти из обводненной модели пласта газоводяной смесью.

В 80-е годы прошлого века в мире наблюдается устойчивый рост промыслового внедрения технологии ВГВ, что повлекло за собой потребность в изучении целого ряда вопросов, касающихся повышения эффективности метода. Так в это время появились труды зарубежных авторов [86, 89, 90, 92, 97, 99, 101]. В работе [99] вопросы вытеснения при нагнетании в пласт газа решались с применением математического и гидродинамического моделирования. Рассмотрено шесть секторных моделей, различающихся режимами вытеснения и составом рабочего агента. В качестве вытесняющих агентов в данном случае рассматривался не только попутный нефтяной газ, но и диоксид углеводорода.

Вытеснение нефти диоксидом углерода рассмотрено в работе [102] с применением аналитической теории. Широко рассмотрены газовые и водогазовые методы воздействия на пласт в работах [16, 20, 58, 62, 63, 75, 79, 96, 100], а также моделирование процессов происходящих при вытеснении нефти газонасыщенными агентами.

Автор работы [29] сравнивает особенности структуры потока, образующегося в результате вытеснения нефти при обычном заводнении и при ВГВ. На моделях обнаружено, что эффект от газожидкостного метода достигается главным образом за счет действия сил гравитации, а именно всплывания газа и вытеснения нефти всплывающим газом.

Моделирование разработки нефтяных месторождений с применением сначала традиционного заводнения, а после ВГВ на разных стадиях разработки показало [15], что после вытеснения нефти до определенного предела вытесняющий флюид фильтруется преимущественно по ранее промытым водонасыщенным коллекторам, минуя нефтенасыщенные. Последующее водогазовое воздействие повышает конечный коэффициент нефтеотдачи.

Автор трудов [7-9, 87] на основе численной модели изучал степень влияния различных факторов эффективности ВГВ по сравнению с заводнением. В условиях пласта Верхнечонского месторождения получен эффект гистерезиса 20 %, при 20 % содержании газовой фазы, растворение газа в нефти 31 % и гравитационная сегрегация газа и воды составила 49 %. Автор отмечает, что эффективность ВГВ на площадных системах разработки с горизонтальными скважинами сопоставима с эффективностью в условиях вертикальных скважин. При этом среди факторов, обуславливающих эффективность ВГВ в условиях горизонтальных скважин, существенно вырастает роль фактора растворения газа в нефти.

Авторы работы [14,64] делают следующие выводы:

- анализ проведенных исследований подтверждает высокую эффективность ВГВ на начальной стадии его использования и предопределяет широкое внедрение в условиях Западной Сибири;

- отмечают необходимость разработки принципиально новых конструкций газонагнетательных скважин, обеспечивающих высокую надежность их эксплуатации;

- необходимость разработки и налаживание промышленного производства технических средств для обеспечения метода.

В работах [12, 29] авторы рассматривают методы регулирования водогазового воздействия на примере Самотлорского месторождения и предлагают усовершенствовать ВГВ используя:

- варьирование абсолютных размеров оторочек газа и воды;

-варьирование водогазового соотношения и давления нагнетания газа;

-интенсификацию отборов жидкости из скважин, не реагирующих или слабореагирующих на ВГВ, за счет перевода добывающих скважин с фонтанного способа эксплуатации на механизированный;

- интенсификацию с помощью обработки призабойной зоны;

- ограничение отборов жидкости из скважин с повышенными газовыми факторами и обводненностью;

- изоляцию водопромытых зон и зон с повышенной газонасыщенностью с помощью вязкоупругих и пеногелевых систем.

В результате проведенных исследований авторы делают следующие выводы по разработанной технологии регулирования ВГВ:

- проведены ОПР по варьированию абсолютных размеров оторочек газа и воды, водогазового соотношения и давления нагнетания с целью совершенствования предложенных технологий и достижения наибольшей эффективности;

- установлены оптимальные размеры оторочек закачиваемых агентов;

- выявлены оптимальные величины водогазового соотношения в пластовых условиях для объектов ВГВ;

- оптимальными значениями давлений нагнетания являются 24 МПа для $АС_8$, 18 МПа для $АС_3$ и 19 для $АС_1$. При этих давлениях дебит по нефти и жидкости приближается к оптимальному при минимальном расходе закачиваемого газа.

Не менее ценны результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти при попеременной и последовательной закачке воды и газа на примере $Ю_1$Тевлинско-Русскинского месторождения [64]. Его геолого-физические условия характерны для юрских пластов месторождений Западной Сибири.

Исследования выполнены на линейной модели пласта длиной 96 см, диаметром 3 см, проницаемостью 0,047 мкм^2, составленной из отдельных образцов песчаника указанного пласта. Вытесняемый агент – рекомбинированная проба нефти, имеющая вязкость 0,9 мПа·с, газовый фактор 100 м^3/м^3, давление насыщения 11,8 МПа. В качестве вытесняющих агентов использовали сеноманскую воду, применяемую в системе ППД месторождения и сухой углеводородный газ, как наиболее доступный в данном регионе. Расчеты выполняли сотрудники ВНИИ.

В работе проведены основные показатели процесса вытеснения нефти из модели пласта, по которым авторы делают следующие выводы:

- попеременная и последовательная закачка воды и сухого углеводородного газа для условий пласта Ю$_1$ Тевлинско-Русскинского месторождения на любой стадии заводнения способствует приросту коэффициента вытеснения на 15-16 %;

- результаты исследований могут быть использованы для оценки эффективности водогазового воздействия на юрские пласты месторождений Западной Сибири, геолого-физические условия которых близки геолого-физическим условиям пласта Тевлинско-Русскинского месторождения [37].

В статье [17] коллектив авторов делает попытку на примере Восточно-Перевального месторождения показать перспективность применения водогазового воздействия на месторождениях Западной Сибири. Технология «газового заводнения», предложенная в ОАО «РИТЭК», отрабатывалась на западном и восточном куполах разрабатываемого Восточно-Перевального месторождения (рисунок 1.1), на территории которого имеется непромышленная залежь природного газа.

Рисунок 1.1 - Комплекс ВГВ на западном куполе Восточно-Перевального месторождения

За первые пять лет применения ВГВ (с 01.11.2005 г. по 01.01.2010 г.) в пласт было закачано 33,7 млн. нм^3 газа и 56,7 тыс. м^3 воды. Период закачки газа продолжался с конца 2005 года по октябрь 2007 года (рисунок 1.2). После увеличения газового фактора в соседних скважинах добывающего фонда приступили ко второй стадии закачки воды. В настоящее время на Восточно-Перевальном месторождении продолжаются работы по ВГВ.

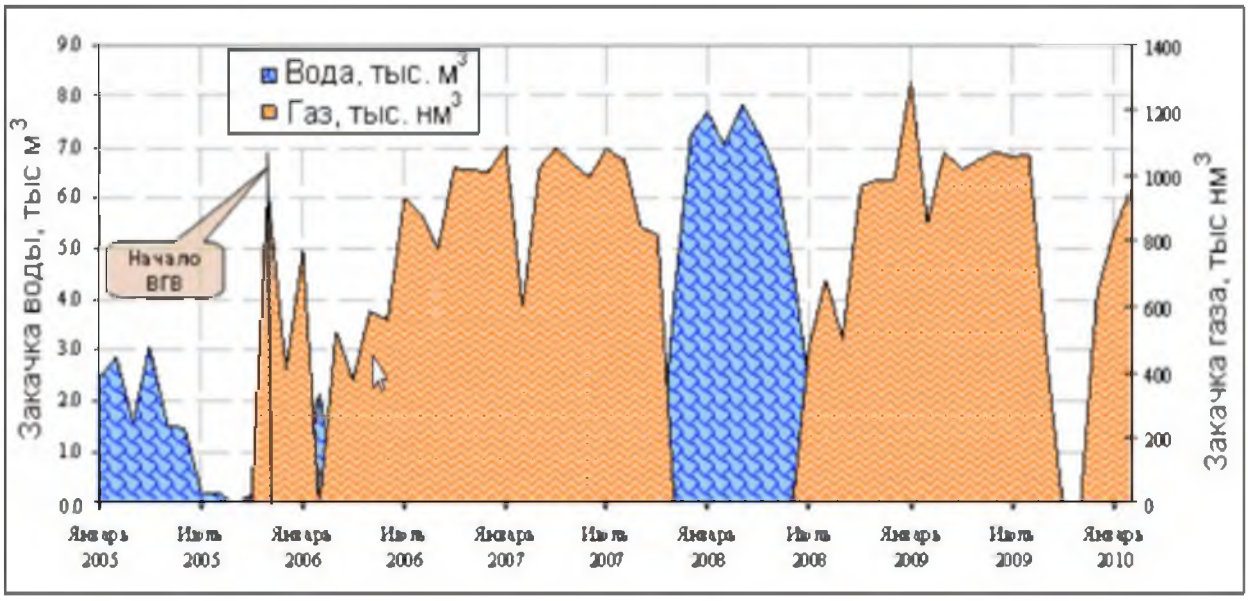


Рисунок 1.2 - Динамика закачки газа и воды в скважину № 222 Восточно-Перевального месторождения

Дополнительная добыча нефти за счёт реализации ВГВ на западном куполе Восточно-Перевального месторождения составила 16,2 тыс. т, а на восточном куполе – 6,9 тыс. т.

Опыт НИР по Восточно-Перевальному месторождению позволил установить некоторые причины негативного отношения к ВГВ [3, 4, 13, 62, 78].

ВГВ – довольно капитало- и наукоемкая технология, требующая тщательных и всесторонних проработок, так как фильтрационные процессы при ВГВ значительно отличаются от таковых при традиционном заводнении. Так, при заводнении опытно-промышленные работы могут проводиться на некотором элементе разработки без учета его взаимодействия с окружающими скважинами и запасами нефти. В случае ВГВ такой подход приводит к некорректным выводам и последствиям [37].

Методические вопросы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа рассмотрены в работе [54]. В результате оценки разнообразных технологических способов воздействия при закачке углеводородных газов, ряд

повышения эффективности методов представлен в последовательности, схематизированной на рисунке 1.3.

Рисунок 1.3 – Оценка эффективности различных технологий вытеснения нефти углеводородными газами [54]

Представленные в статье [54] водогазовые и газовые методы воздействия, диапазоны их применимости в зависимости от ключевых геолого-физических параметров объектов разработки позволяют выделить границы успешного использования рассматриваемых методов повышения нефтеотдачи и выбрать оптимальный объект для осуществления проектов в промышленном или опытно-промышленном масштабе.

Дальнейшее развитие теории и практики применения газовых, водогазовых технологий извлечения нефти, в том числе нагнетания неуглеводородных газов, получили в работах Р.Р. Ибатуллина, В.В. Зубарева, А.В. Насыбуллина, И.М. Бакирова [39, 40, 41, 71, 72].

Однако отметим, на основе обзора научных аспектов можно сделать вывод о том, что степень эффективности ВГВ определяется индивидуальными особенностями месторождения.

1.2.Мировой и отечественный опыт водогазового воздействия на пласт

Успешным направлением усовершенствования технологии нагнетания в пласт воды является внедрение водогазового воздействия, позволяющее повысить нефтеотдачу пласта до 15 %. Повышенный интерес к водогазовому методу связан с вовлечением в разработку запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, в которых при классическом заводнении величина коэффициента извлечения составляет не более 30 %. Это обусловлено малым коэффициентом вытеснения нефти водой. Физическая

сущность процесса заключается в том, что на контакте взаимно не растворяющихся фаз нефти и воды влияют силы поверхностного натяжения и возникающие существенные градиенты капиллярного давления, которые в условиях микронеоднородного коллектора содействуют захоронению заметных "целиков" остаточной нефти [48].

Условиями для успешного осуществления ВГВ являются:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- низкие фильтрационные свойства коллекторов;
- низкая вязкость нефти;
- давление насыщения нефти газом, равное или близкое к начальному пластовому.

Однако существует суждение, расширяющее критерии использования метода. «Учитывая результаты теоретических исследований и опытно-промышленных работ, наиболее перспективным видится применение водогазового воздействия с объемным содержанием газа в пластовых условиях до 25-30 % для пластов с высокой послойной неоднородностью, содержащих недонасыщенные нефти при относительно невысоком пластовом давлении. При этом повышенная вязкость нефти в пластовых условиях или наличие свободного газа не являются факторами, исключающими возможность реализации водогазового воздействия» [38].

К идее технологии водогазового способа воздействия на пласт пришли постепенно. География экспериментов по нагнетанию в продуктивный горизонт довольно обширна. Рассмотрим некоторые конкретные примеры реализации технологии различными способами и изменение основных характеристик фильтрационных потоков с водогазовой смесью, возникающих в режимах вытеснения нефти, чтобы более конкретно уточнить задачи наших исследований.

Введеновская площадь

Впервые в 1959 году именно на этом объекте попробовали реализовать водогазовое воздействие (с совместной закачкой агентов), когда водогазовая смесь рассматривалась не как средство для увеличения вытеснения газом или водой, а в качестве автономного агента. В качестве газовой основы в этом случае применялся воздух.

Предполагалось помимо сокращения прорывов вытесняющего агента по промытым зонам пласта увеличить коэффициент извлечения нефти. Роль механизма достижения поставленной цели отводилась содержавшимся в воде крупным газовым пузырькам, которые в наиболее гидрофобных участках поверхности пористой среды смогут разрывать пленку нефти и вытеснять ее в водную среду [38].

Битковское месторождение

Опытно-промышленные работы по закачке ВГС начаты в 1972 году. Предварительные расчеты показали, что в результате реализации данного способа воздействия на пласт на этом объекте возможно достижение величины КИН 16%.

Месторождение выделяется низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллектора, сложным геологическим строением и существенной неоднородностью. Открытая пористость коллекторов в среднем составляет 0,100. Глубина залегания основного объекта -1550 м, начальное пластовое давление – 27 МПа, давление насыщения находится в диапазоне 18,5-22,1 МПа, пластовая температура - 55 °С, вязкость нефти $1{,}96 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$, газовый фактор - 130 м /т. На момент воздействия пластовое давление понизилось до 10 МПа.

По результатам лабораторных исследований, при которых КИН достиг 27%, было решено закачивать ВГС с содержанием воды 25-30 %.

Результатом осуществления мероприятия стало снижение газового фактора, темпа падения пластового давления с 0,2 до 0,1 МПа/год, стабилизация среднесуточного дебита нефти, рост удельного отбора нефти и газа. Негативным последствием явилось резкое повышение обводненности на отдельных скважинах.

Суммарный технологический эффект от внедрения ВГВ в промышленных масштабах составил 750 тыс. т. нефти [38].

Федоровское месторождение

Одним из первейших объектов Западной Сибири, где применялся метод ВГВ, явилось Федоровское месторождение НГДУ «Сургутнефть». Геологическая характеристика и технологическая схема объекта благоприятствовали нагнетанию газожидкостной смеси. Глубина залегания - 2300 м, начальное пластовое давление - 23 МПа, давление насыщения нефти газом - 15,3 МПа, пластовая температура - 67,5°С, проницаемость коллекторов - 0,200 $мкм^2$, средняя эффективная толщина выбранного пласта 16-20 м, вязкость нефти - 1,11 мПа·с, газовый фактор - 150 м /т.

Присутствие в разрезе месторождения газонасыщенного пласта $АС_4$ со значительной величиной давления на устьях скважин дало возможность реализовать бескомпрессорный способ подачи газа в скважины системы нагнетания за счет энергии пласта. Кроме того, кустовой способ бурения минимизировал затраты опытно-промышленного участка (ОПУ).

Были выбраны два ОПУ: первый - с наличием газовой шапки, второй – со значительной неоднородностью пласта. На основе лабораторных работ, проведенных перед применением метода, было принято решение готовить водогазовую смесь (ВГС) в

специальных смесителях, располагающихся вблизи скважин. Скорость ВГС по стволу скважины должна быть более 0,2 м/с, смесь однородна по всей протяженности пласта, газовый фактор - 100 $м^3/м^3$. При этом предусматривалось сокращение работающей мощности пласта при ВГВ в сравнении с нагнетанием воды.

Работы по нагнетанию в пласт газожидкостной смеси проводились в период 1975-1977 гг. За два года закачали 122 тыс. $м^3$ воды и 1646 тыс. $м^3$ газа. Положительным моментом стало увеличение профиля приемистости и улучшение ФЕС призабойной зоны.

Анализ эксперимента обнаружил вытекающие проблемы: отсутствие надежного оборудования для приготовления и нагнетания ВГС в пласт, гидратообразование в процессе нагнетания ВГС, не установлены отдельные технологические параметры нагнетания ВГС, не создана методическая основа расчета оптимального газоводяного фактора газожидкостной смеси для каждого горизонта.

ОПР носили кратковременный и несистемный характер, что затруднил оценку экономической эффективности водогазового воздействия [59].

Журавлевско-Степановское месторождение

Впервые газовый метод воздействия на пласт на территории Оренбургской области был испытан в 1971 году на нефтяной залежи с газовой шапкой. Глубина залегания целевого объекта - 300 м, эффективная толщина 10-15 м, среднее значение пористости - 0,256, проницаемости – в интервале 0,030-0,150 $мкм^2$. Продуктивная мощность охарактеризована ложным геологическим строением - высокой неоднородностью, линзообразованием и трещиноватостью. Начальное пластовое давление 2,75 МПа, температура - 11°С. Вязкость нефти в пластовых условиях - 13,6 мПа с, плотность - 872 кг/м, начальный газовый фактор - 28 $м^3$ /т.

На начало внедрения метода месторождение находилось в завершающей стадии разработки, значение обводненности составляло около 58%, многие эксплуатационные скважины были остановлены из-за высокой обводненности продукции, пластовое давление понизилось до величины 0,35 МПа, а газовый фактор - до 2-3 $м^3$/т.

Продолжительность эксперимента составляла 17 месяцев, в течение которых было закачано 2,6 млн. $м^3$ газа и 25,1 тыс. $м^3$ воды. В результате ВГВ отмечено увеличение дебитов нефти (более чем на 50 %), снижение процента добываемой воды; увеличение пластового давления до 1,7 МПа [59]. Количество дополнительно добытой нефти составило на 1972 г. 6,1 тыс. т.

Восточно-Перевальное месторождение

В соответствии с утвержденными проектными решениями на Западном куполе ОАО «РИТЭК» реализует технологию водогазового воздействия. Водогазовое

воздействие на Восточно-Перевальном месторождении проводится с ноября 2009 года. Газ высокого давления закачивается в нагнетательную скважину №222, работающую на продуктивный пласт $АС_9$. Накопленный объем закачки воды по скважине к моменту внедрения ВГВ составил 78,8 тыс.м^3. За период применения ВГВ, с 01.11.2009 по 01.01.2015, в пласт закачено 19,5 млн.м^3 газа и 56,7 тыс.м^3 воды[3, 4, 13, 66, 70].

По оценке ОАО «РИТЭК» на дату анализа дополнительная добыча нефти за счет применения ВГВ на участке нагнетательной скважины № 222 Восточно-Перевального месторождения составила 10,097 тыс.т. Наблюдаемый эффект от реализации ВГВ достаточно стабилен и составляет около 24% месячной добычи нефти по участку реализации технологии.

Месторождения Советское и Вахское

В незначительном объеме технология ВГВ была реализована в 1992-1993 гг. на двух объектах северной части Томской области.

Пласт $АВ_1$ Советского месторождения достаточно неоднородный, отметка ВНК на глубине 1650 м, проницаемость - 0,050 мкм^2, при совместной перфорации нескольких пластов по данным исследований в разработке не принимал участие. Расчетный метод показал, что ВГВ позволит повысить КИН более чем в два раза. Газожидкостная смесь готовилась прямо в нагнетательной скважине с использованием струйного насоса-компрессора. За 9 месяцев водогазового воздействия удалось дополнительно добыть 4,0 тыс. т нефти и снизить обводненность на 10 %.

На другом объекте - Вахском месторождении за полгода применения технологии в двух нагнетательных скважинах по девяти реагирующим добывающим скважинам получено дополнительно 4,7 тыс. т нефти [59]. Технология крайне затруднительно реализуется в условиях устья скважин в зимнее время.

Самотлорское месторождение

Опытное испытание водогазового метода проводилось на пластах Самотлорского месторождения [80]. Закачка проводилась поочередно – нагнетание попутного газа сменялось закачкой воды. До внедрения технологии опытный участок характеризовался падением дебитов. После начала ВГВ часть скважин начали фонтанировать, а по остальным скважинам наблюдалось повышение дебитов и снижение обводненности. По результатам оценки технологической эффективности ВГВ и сопоставления с вариантом заводнения была установлена успешность метода и возникла необходимость модернизации существующей системы поддержания пластового давления (ППД). Первый опыт показал, что успешность ВГВ зависит от охвата пласта воздействием, для

увеличения которого было предложено: изменение объемов газа и воды; изменение соотношения воды и газа, давления закачки; применение интенсифицирующих технологий в добывающих скважинах слабо реагирующих на закачку ВГС; водоизоляционные работы.

В 1984 году началась практическая реализация метода ВГВ на Самотлорском месторождении, в результате чего прирост нефтеотдачи составил около 7 %, а темпы разработки возросли почти в три раза.

Водогазовое воздействие в условиях месторождений Западной Сибири рассмотрено в работах [32, 46]. В режиме ограниченной смесимости происходит массообмен между жидкой и газовой фазой. При обусловленных термодинамических условиях режим ограниченной растворимости возможно перейдет в режим смешивающегося вытеснения. Коэффициент вытеснения практически не зависит от природы горной породы и близок к 1 и во многом зависит от состава нагнетаемого газа. С обогащением газа компонентами C_2 он постепенно возрастает до предельного значения, соответствующего смешивающемуся вытеснению.

Илишевское месторождение

В Башкирии на этом объекте ВГВ реализуется с 1999 года. Месторождение характеризуется крайне высокой неоднородностью и вязкой нефтью. Соотношение воды и газа в нагнетаемой смеси - 1:9. В итоге эксперимента увеличились дебиты нефти, снизилась обводненность продукции, газовый фактор не увеличился, зафиксировано падение проницаемости призабойной зоны пласта для воды в 10,5 раз, что объясняется насыщением порового пространства.

Алексеевское месторождение

Ярким представителем проекта реализации ВГВ является Алексеевское месторождение Татарстана [18, 19, 21, 22, 23, 63, 77], характеризующееся трудноизвлекаемыми запасами нефти, сложным строением коллекторов. Соотношение воды и газа в ВГС принято 3:1. Для стабилизации газожидкостной смеси добавляют в нее ПАВ. Для закачки используются попутно добываемая вода и попутный нефтяной газ. В результате реализации технологии ВГВ конечная нефтеотдача возросла с 0,175 до 0,231.

Реализованные и современные проекты внедрения ВГВ на месторождениях России представлены в таблицах 1.1-1.2. Важным из этой информации и обобщения результатов опытных работ отметим то, что они давали как положительные, так и отрицательные результаты (таблица 1.1). Так, основными критериями успешности явились прирост добычи нефти и снижение обводненности продукции при различных технологиях ввода

водогазовой смеси в пласт, что позволяет сопоставить общую эффективность и выбрать задачи дельнейших исследований. Приведем некоторые обобщения по зарубежным проектам реализации технологии водогазового воздействия на пласт с целью оценки и сравнения работ по российским месторождениям с эффективностью зарубежных технологий.

Таблица 1.1

Реализованные проекты внедрения ВГВ на месторождениях России

Месторождение	Технология ВГВ	Результаты
Битковское ПО «Укрнефть» (1972г.)	**водогазовая репрессия** Вода - 25-30% Газ - из внешнего источника Газомотокомпрессоры 10 ГКН-50/250; блочные кустовые насосные станции	1. снижение газового фактора на 20-30%; 2. снижение темпа падения Рпл. с 0,2 до 0,1 МПа/год; 3. увеличение удельного отбора нефти и газа; 4. резкий рост обводненности продукции
Журавлевско-Степановское Оренбургская обл. (1971, 1974 гг.)	**попеременная закачка воды и газа** Соотношение «газ:вода» - 6:1 Газ - из газовой шапки Компрессор ЗГК-3/2-49; водяной насос	1. увеличение дебитов по нефти > 50%; 2. рост пластового давления с 0,95 до 1,7 МПа; 3. снижение обводненности продукции
Федоровское НГДУ «Сургутнефть» (1975 г.)	**закачка водогазовой смеси с поверхности** Газ - из газового пласта в разрезе скважин, Газосодержание смеси: 15-43% Смесительная установка; насос-дозатор НД-160	1. увеличение профиля приемистости; 2. улучшение фильтрационных характеристик ПЗП; 3. образование гидратов
Советское НГДУ «Стрежевойнефть» (1992, 1993 гг.)	**закачка водогазовой смеси** Газ - ПНГ НКТ со струйным насосом-компрессором	1. за 5 мес. дополнительно добыто 2,6 тыс. т нефти; 2. снижение обводненности продукции с 92 до 81%; 3. утилизация ПНГ
Вахское (НГДУ Вахнефть») (1992, 1993 гг.)	**закачка водогазовой смеси** Газ - ПНГ+воздух	1. за 6 мес. дополнительно добыто 4,7 тыс. т нефти
Самотлорское (1984 г.)	**последовательная закачка; попеременная закачка газа и воды** Газ - нефтяной газ 1-й ступени сепарации, Кустовая насосная станция КНС-14; центробежные компрессора «Дрессер-Кларк»	1. дополнительная добыча 1,5 млн. т нефти; 2. рост газового фактора до 1500 $м^3$/т

продолжение таблицы 1.1

Илишевское НГДУ «Чекмагушнефть» (1999-2000 гг., 2004 г.)	**закачка водогазовой смеси** Газ - ПНГ Бустерная установка УБ-100х16; бустерный насос-компрессор 14-Т (НПАК «РАНКО») Соотношение «Вода:газ» - 1:9 Насосно-бустерная установка СИН-50 (ПАК «Синергия»)	1. в 2003 г. добыча нефти превысила проектный показатель на 25-30%; 2. КИН оценивается на уровне 40 %; 3. полная утилизация ПНГ

Таблица 1.2

Современные проекты внедрения ВГВ на месторождениях России

Компания	Месторож-дение	Начало работ	Технология	Результат
ЗАО «АЛОЙЛ»	Алексеев-ское	с ноября 2005 года	Подтоварная вода смешивается в насосно-бустерной установке с попутным газом и нагнетается в скважину	Циклическая закачка создаёт упругий режим работы всего участка месторождения. Увеличение КИН с 0,17 до 0,24.
ОАО «БашНефть»	Илишевское	с 2005 года	Закачка в пласт водогазовой смеси бустерными насосами для поддержания пластового давления. Закачка газа в сводовую часть залежей на истощенных рифовых месторождениях Ишимбайской группы	Поддержание пластового давления закачкой ПНГ, утилизация ПНГ.
ОАО «РИТЭК»	Средне-Хулымское	Завершаю-щий этап с июля 2009 года	Совместная закачка газа и воды в пласт мультифазным насосом Bornemann	Ежесуточное сжигание газа сокращено на 18 тыс. нм^3.
	Восточно-Перевальное	с 2005 года	Чередующаяся закачка газа высокого давления и воды в пласт	Эффект стабилен и составляет около 24% месячной добычи нефти по участку реализации технологии.
ОАО «Газпром нефть»	Новогоднее	с декабря 2006 года	Попеременная закачка в пласт газа и воды. Закачка газа компрессорами на базе JGD/4Ариель	Принято решение проводить закачку газа 3 месяца, после чего подавать в пласт воду.
ОАО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», ЗАО «ПАРМ-ГИНС»	Котовское	с января 2010 года	Получение водогазовой смеси кавитационно-диспергирующим противоточным устройством	Дополнительная добыча нефти 7,02 тыс.т за 2010 г., увеличение КИН с 0,488 до 0,491

Месторождение Северный Сох (Узбекистан)

Метод ВГВ был испытан на горизонте VIII, сложенном песчанистыми известняками с прослоями глин, ангидритов и мелкозернистых известняков. Коллекторская характеристика: средняя пористость - 18 %, проницаемость - 0,150 мкм^2, глубина залегания 1470-1590 м, начальное пластовое давление - 14,4 МПа [5].

Перепуск газа осуществлялся в период 1961-1973 гг., в течение которого было закачано около 159 млн. м^3 газа и дополнительно добыто более 400 тыс. т нефти.

Прирост добычи нефти, в ходе внедрения комплексного метода поддержания давления пласта, превзошел 50 % от намеченного конечного коэффициента нефтеотдачи (0,55).

Месторождение Хасси-Мессауд (Алжир)

В 60-х годах прошлого столетия на гигантском месторождении Хасси-Мессауд реализован промысловый опыт по вытеснению нефти закачиваемым газом высокого давления. Было установлено, что это мероприятие практически не повлияло на добычу нефти, и закачка воды остается лучше закачки газа. Таким образом, коэффициент вытеснения нефти газом почти всегда максимально высок и высокого давления закачки газа не требуется. Давления немного выше давления насыщения нефти газом вполне достаточно, чтобы закачиваемый газ растворялся в нефти.

Месторождение Сири (шельф датского сектора Северного моря)

Месторождение открыто в 1995 году, эксплуатация началась в марте 1999 г., а закачка ВГС - в июне 1999 года. Объект разрабатывали пятью добывающими и двумя нагнетательными скважинами. Постоянная добыча нефти составила 8000 м^3/сут. Коллектор характеризуется относительно слабо отдающей структурой и мощностью зоны нефтеносности до 25 м. Результат ВГВ превзошел ожидания. Произошло полное замещение выработанного пространства при постоянной производительности скважин.

Месторождении Интисар (Ливия)

Существенный прирост добычи нефти при применении для вытеснения воды и газа был получен на месторождении Интисар. Разработка объекта началась в 1968 году. В 1989 году отбор составил около 62 %, с целью увеличения было запланировано водогазовое воздействие на пласт.

Добыча нефти на месторождении ведется из карбонатной рифовой структуры. Толщина продуктивного пласта составляет 300 м, пористость - 22 %, средняя проницаемость - 0,2 мкм^2 (таблица 1.3).

Изначально с целью ППД в подошвенную часть пласта нагнеталась вода. Далее в пласт стали нагнетать газ, который включал около 27 % углеводородов рядов C_2-C_6. Оказалось, что эффективность вытеснения нефти газом значительно выше, поэтому закачку воды в пласт прекратили.

Таблица 1.3

Сопоставление геологических характеристик объектов Ливии и Канады

Месторождение	Толщина продуктивного пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Технология ВГВ
Месторождении Интисар (Ливия)	300	22	0,2	Закачка углеводородов рядов C_2-C_6
Месторождение Джоффр (Канада)	39	8	0,025	Попеременная закачка воды и газа по одному месяцу
Месторождение Джоффр (Канада)	3	13	0,45	Использование углекислого газа

Месторождение Swan-Hills (Канада)

На месторождении Swan-Hills была внедрена технология водогазового метода в смешивающемся режиме вытеснения. Продуктивный горизонт сложен известняками, глубина залегания - 1290 м, эффективная толщина - 39 м, пористость - 8 %, средняя проницаемость коллектора - 0,025 мкм^2. Работы по реализации технологии начаты в 1985 году и проводились по схеме WAG (попеременная закачка воды и газа по одному месяцу).

Процесс смешивающегося вытеснения реализуется также на месторождении JudyCreek (Канада). На этом месторождении одновременно осуществляется два проекта ВГВ на пласт.

Месторождение Бати-Раман (Турция)

На данном объекте был осуществлен опыт внедрения процессов несмешивающегося вытеснения - закачки углекислого газа. При эксплуатации на естественном режиме нефтеотдача составила всего 1,5 %. После проведения численных исследований на модели пласта, результаты их показали эффективность, в том числе и процесса несмешивающегося вытеснения с использованием углекислого газа на опытном участке, в котором реализовали закачку углекислого газа. Из 33 скважин участка, размещенных по пятиточечной сетке, в 18 скважин производили закачку газа. Суточный объем закачки газа составлял 623 тыс. м^3/сут, затем был увеличен. После начала

воздействия в скважинах появлялся газ, а через двое суток нефть. Добыча нефти возросла в 5 раз.

Месторождение Джоффр (Канада)

На месторождении Джоффр в Канаде ведется совместная закачка воды и углекислого газа с 1983 года. Глубина залегания продуктивного горизонта 1500 м, эффективная толщина - 3 м, пористость - 13 %, проницаемость - 0,45 мкм^2. На начальном этапе на опытном участке было два пятиточечных элемента, охваченных четырьмя нагнетательными скважинами, работы проводились по схеме WAG. В результате использования углекислого газа получено 30 % нефти, оставшейся в пласте после заводнения, суммарная нефтеотдача равна 60 %.

Известны проекты по закачке CO_2 и углеводородных газов на месторождениях Хол-Гарни, RangelyWeberSandUnit в США. Установлена эффективность этих методов, но отмечен низкий охват пластов воздействием.

ВГВ используется и на морских месторождениях Норвегии, в частности на месторождении Грейн. Закачивается смесь воды и углеводородного газа. Планируется добыть до 55 % геологических запасов нефти. Проект находится в начальной стадии реализации.

Таким образом, мировой опыт подтверждает высокую привлекательность водогазового метода воздействия на пласт. Это вызвано тем, что технология сочетает все плюсы заводнения и нагнетания в пласт углеводородного газа. Так, этот метод реализован на объектах США, Канады, России, Норвегии, Китая, Турции, Узбекистана, Великобритании и Алжира. Опыт показывает, что ВГВ в основном было реализовано на месторождениях с высокими пластовыми давлениями и температурами, с маловязкими нефтями и низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов. Обобщая зарубежный опыт отметим, что зарубежные технологии наиболее эффективны при нагнетании и создании большеобъемных оторочек водогазовой смеси, нагнетанием как газа, так и CO_2.

1.3.Оценка эффективности водогазового воздействия на нефтенасыщенный пласт на примере Алексеевского месторождения

1.3.1. Проектные решения и технология водогазового воздействия на пласт

На территории Татарстана открыт целый ряд небольших по объему нефти и категории трудноизвлекаемых запасов месторождений, разработка которых сдерживается рядом возникающих технических и технологических проблем, которые обуславливаются

особенностями построения продуктивных коллекторов, составом и свойствами добываемой нефти. Типичным представителем таких пластов является залежь нефти кизеловского горизонта Алексеевского месторождения, на которой осуществляется применение перспективного метода повышения нефтеотдачи пластов – водогазового воздействия. Внедрение водогазового воздействия началось в ноябре 2005 года путем организации закачки в скважину № 6320 согласно проектным решениям второго варианта опытно-промышленной разработки Алексеевского месторождения водогазовой смесью [69]. Рекомендуемый (второй) вариант разработки предусматривал организацию приконтурной системы циклического водогазового заводнения через шесть нагнетательных скважин, причем закачка ВГС до 2010 г. должна была осуществляться в две нагнетательные скважины (№№ 6343, 6396). В 2014 году под закачкой ВГС находилось 7 скважин.

Применение газовых методов на данном месторождении значительно повысило эффективность системы поддержания пластового давления закачкой водогазовой смеси. Однако наряду с преимуществом технологии водогазового воздействия выявился ряд недостатков, которые приведены на рисунке 1.4. Корректировка достоинств и недостатков данной технологии с данными в таблице 1.1, опыта и недостатков этой технологии по отечественным и зарубежным проектам подтвердили общие закономерности реализации их на конкретном объекте, как с положительным, так и отрицательным эффектом.

Рисунок 1.4 – Преимущества и недостатки технологии водогазового воздействия на пласт

Однако специфические свойства газовых агентов и достигаемые вследствие них преимущества, обуславливают одновременно технические и технологические сложности и ограничения при внедрении процесса водогазового заводнения. К главным из них относятся:

- наличие экономически оправданных источников газоснабжения с требуемым составом и свойствами газовых агентов;

- необходимость использования в технологической линии специального насосного оборудования высокого давления и компрессоров, а также специального вспомогательного оборудования;

- строгий контроль и регулирование режима и условий подачи на прием насосного оборудования перекачиваемых флюидов и снятие параметров на выходе из насосов;

- повышенная химическая и коррозионная активность перекачиваемой газожидкостной смеси и предъявляемые в связи с этим регламентирующие требования по подбору и исполнению насосного оборудования, трубопроводов, вспомогательного оборудования, а также поддержанию оптимальных параметров состояния перекачиваемых агентов;

- повышенная проникающая способность и токсичность газовых агентов, находящихся под высоким давлением, и связанные с этим жесткие требования к оборудованию, трубопроводам, конструкциям добывающих и нагнетательных скважин по недопущению разгерметизации и выполнению требований охраны окружающей среды и техники безопасности в промышленности.

Основную техническую сложность при внедрении ВГВ составляет подбор насосного (компрессионного) оборудования и установления параметров его бесперебойной устойчивой работы.

Закачка водогазовой смеси на Алексеевской площади осуществляется путем использования насосно-бустерной установки (НБУ). В так называемых бустерных приставках происходит смешивание и компримирование жидкой и газовой фаз для их дальнейшей совместной закачки в пласт (рисунок 1.5). В специальном бустерном (дожимном) устройстве газ низкого давления компримируется жидкостным проточным поршнем, формирующимся в вертикальной полости компрессорной камеры специального устройства. Бустерная приставка повсеместно монтируется с поршневым или плунжерным насосом. Газ подается в бустерную приставку по газовой линии, жидкость поступает из рабочих цилиндров насоса. Нагнетательный клапан, установленный на выкидебустерной приставке, отрегулирован таким образом, что выброс порции газожидкостной смеси происходит после поднятия степени сжатия смеси до технологически требуемой величины.

Насосно-бустерная установка обладает рядом преимуществ:

1) В качестве газовой фазы может использоваться любой природный или нефтяной газ от внешнего источника (газопровода, газосепаратора, соседних скважин);

2) В качестве жидкой рабочей фазы может использоваться техническая или попутная пластовая вода, пенообразующий раствор ПАВ, незамерзающие растворы метанола или солей, дегазированная нефть или конденсат;

3) Рабочая среда может нагнетаться в виде газожидкостной смеси (газированной жидкости или пены) с практически любым регулируемым газосодержанием, газовой фазы (то есть практически без жидкости) или в виде жидкости без газа.

Рисунок 1.5- Насосно-бустерная установка на Алексеевском месторождении

1.3.2. Методика оценки эффективности водогазового воздействия

Оценка эффективности/неэффективности водогазового воздействия проводилась с помощью характеристик вытеснения. В соответствии с данной методикой, для каждой скважины подбирается характеристика вытеснения в ячейке с окружающими, наиболее точно описывающая характер работы скважины до проведения мероприятия. Базовый (аппроксимационный) участок, на основании которого рассчитываются показатели работы скважины "без ВГВ", желательно ограничить либо резкими изменениями в дебитах скважины либо изломом кривой вытеснения. На рисунке 1.6 приведен пример подбора характеристики вытеснения для показателей работы добывающей скважины. Как видно из рисунка, на выбранном аппроксимационном участке соотношение дебитов жидкости и нефти в точности описывается выбранной характеристикой вытеснения.

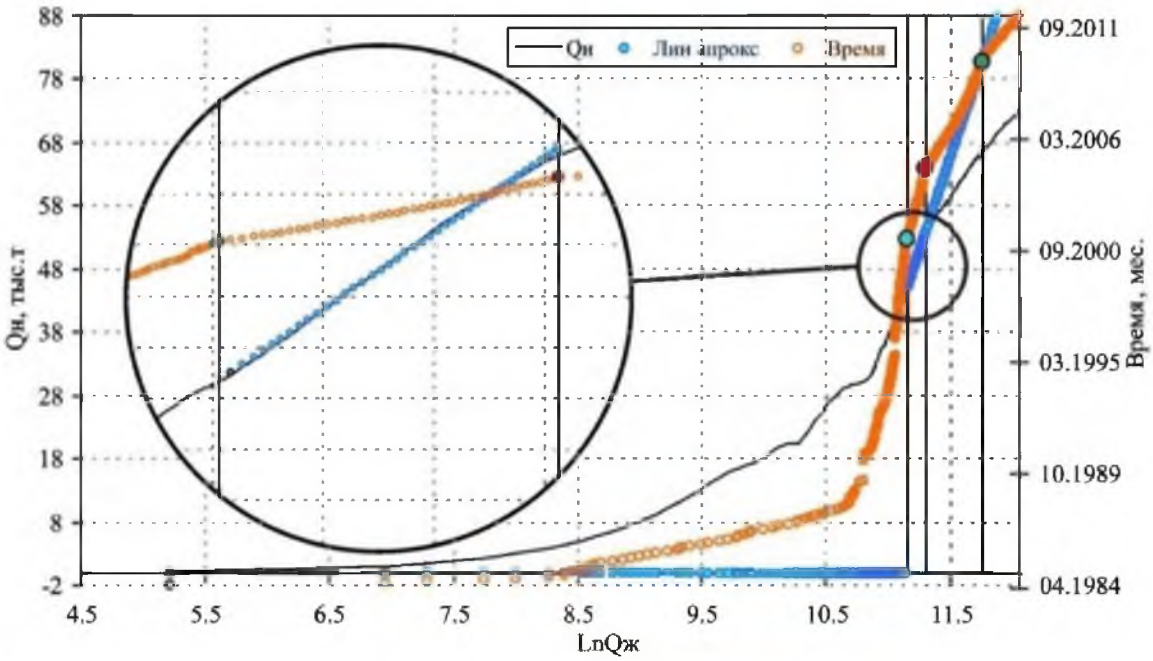


Рисунок 1.6– График характеристики вытеснения $Q_н - ln(Q_ж)$

На основании выбранного аппроксимационного участка и характеристики вытеснения рассчитываются показатели работы скважины "без ВГВ", причем длительность наблюдаемого эффекта от ВГВ также ограничивается либо резкими изменениями в дебитах нефти и жидкости, либо изломом характеристики вытеснения. Значение величины дополнительно добытой нефти от проведения мероприятия рассчитывается как разность между накопленной добычей за период наблюдаемого эффекта "с ВГВ " и "без ВГВ ". На рисунке 1.7 приведен график изменения технологических данных показателей скважины с рассчитанным "без ВГВ" и графическим отображением величины дополнительно добытой нефти.

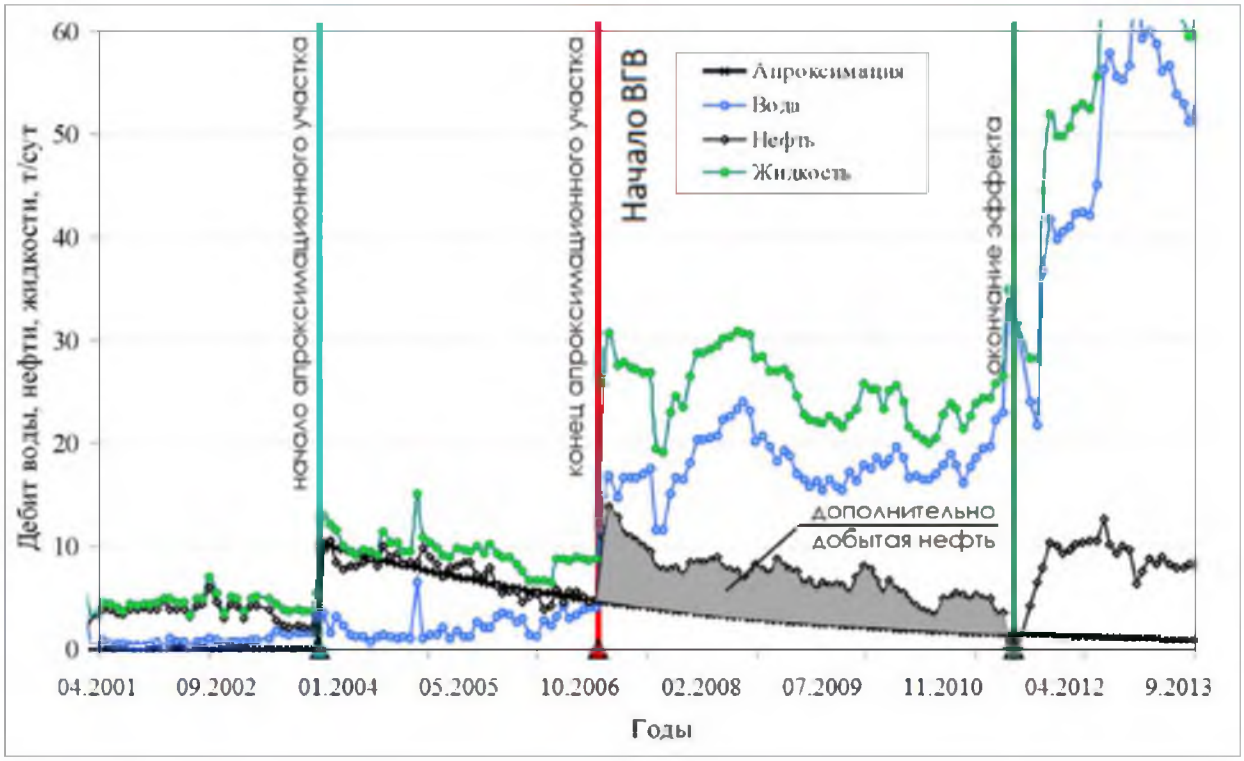


Рисунок 1.7– Пример оценки количества дополнительно добытой нефти в результате внедрения водогазового воздействия

Некоторые расхождения соотношения дополнительно добытой нефти и объемами жидкости связаны с периодической остановкой установки по техническим причинам.

1.3.3. Оценка технологической эффективности ВГВ на кизеловском горизонте Алексеевского месторождения

По результатам изменения объемов нагнетания газа в семи нагнетательных скважинах на кизеловском горизонте Алексеевского месторождения было проанализировано 44 добывающие реагирующие скважины. По истории закачки ВГС в продуктивный горизонт происходило увеличение объемов закачиваемого газа в водогазовой смеси по отдельным нагнетательным скважинам от 2,3 до 8 раз. Сводная таблица результатов анализа эффективности ВГВ приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Анализ эффективности увеличения объема газа, нагнетаемого в пласт в составе ВГС

Скважина ВГВ	Реагирующие доб.скв.	Дата увеличения объема газа	До ГТМ			После ГТМ			Изменение после ГТМ			Продолжительность эффекта, мес	Дополнительная добыча нефти, т
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
6303	117	1.2013	5.02	7.84	35.97	6.08	7.47	18.61	1.06	-0.37	-17.36	11	62.71
	6304	1.2013	6.04	6.91	12.59	6.03	6.92	12.86	-0.01	0.01	0.27	5	55.95
	6294	1.2013	2.51	3.32	24.40	2.51	3.34	24.85	0.00	0.02	0.45	9	101.10
	6295	1.2013	2.00	2.29	12.66	2.11	2.26	6.64	0.11	-0.03	-6.03	7	84.84
	6305	1.2013	4.01	4.59	12.64	3.43	4.22	18.72	-0.58	-0.37	6.08	8	89.54
6320	6319	1.2013	4.41	5.06	12.85	4.04	4.61	12.36	-0.37	-0.45	-0.48	12	96.51
	6312	1.2013	5.12	5.48	6.57	5.53	5.92	6.59	0.41	0.44	0.02	8	179.10
	6328	1.2013	5.96	6.38	6.58	5.96	6.35	6.14	0.00	-0.03	-0.44	6	40.30
	404	1.2013	5.71	8.20	30.37	5.71	8.21	30.45	0.00	0.01	0.08	10	162.00
	6326	1.2013	1.51	1.87	19.25	1.50	1.86	19.35	-0.01	-0.01	0.10	13	163.17
	6313	1.2013	3.40	3.62	6.08	3.39	3.60	5.83	-0.01	-0.02	-0.24	12	-35.48
	97	1.2013	2.54	2.74	7.30	2.55	2.73	6.59	0.01	-0.01	-0.71	9	44.88
	6326	1.2013	1.51	1.87	19.25	1.50	1.86	19.35	-0.01	-0.01	0.10	11	151.14
	6316	1.2013	1.41	1.90	25.79	2.02	2.27	11.01	0.61	0.37	-14.78	10	80.79
	6327	1.2013	2.12	2.29	7.42	3.03	3.28	7.62	0.91	0.99	0.20	12	82.04
	6325	1.2013	2.56	2.75	6.91	2.53	2.71	6.64	-0.03	-0.04	-0.27	11	72.28
6321	6314	2.2014	5.09	5.45	6.61	5.54	5.93	6.58	0.45	0.48	-0.03	4	29.59
	6313	2.2014	3.39	3.61	6.09	3.83	4.09	6.36	0.44	0.48	0.26	6	31.33
	6319	2.2014	4.96	6.10	18.69	4.94	6.07	18.62	-0.02	-0.03	-0.07	10	-19.57
	6328	2.2014	7.64	8.16	6.37	7.65	8.17	6.36	0.01	0.01	-0.01	10	-95.64
	6329	2.2014	3.21	4.24	24.29	3.22	4.29	24.94	0.01	0.05	0.65	10	34.80
	6312	2.2014	5.52	5.91	6.60	4.26	4.57	6.78	-1.26	-1.34	0.18	12	62.23
	97	2.2014	2.55	2.74	6.93	2.12	2.29	7.42	-0.43	-0.45	0.49	9	19.43
6336	6329	12.2013	2.60	4.43	41.31	3.21	4.24	24.29	0.61	-0.19	-17.02	6	91.48
	6328	12.2013	6.84	7.84	12.76	7.64	8.16	6.37	0.80	0.32	-6.38	12	233.50
	6335	12.2013	4.83	5.54	12.82	4.68	5.00	6.40	-0.15	-0.54	-6.42	8	33.06
	6334	12.2013	3.80	4.66	18.45	3.43	4.21	18.53	-0.37	-0.45	0.07	12	165.43
6343	6335	2.2014	4.68	5.00	6.40	4.67	5.00	6.60	-0.01	0.00	0.20	10	30.58
	6334	2.2014	3.43	4.21	18.53	4.25	4.54	6.39	0.82	0.33	-12.14	10	70.10
	6337	2.2014	2.54	2.74	7.30	2.55	2.75	7.27	0.01	0.01	-0.03	10	38.45
	6333	2.2014	2.80	3.22	13.04	2.65	3.27	18.96	-0.15	0.05	5.92	10	85.83
	6341	2.2014	1.70	1.83	7.10	1.68	1.81	7.18	-0.02	-0.02	0.08	10	86.92
	6332	2.2014	2.12	2.29	7.42	2.56	2.75	6.91	0.44	0.46	-0.51	10	-2.36
	6345	2.2014	2.12	2.29	7.42	2.01	2.30	12.61	-0.11	0.01	5.19	10	91.33
6396	6407	1.2013	5.95	6.38	6.74	5.25	6.00	12.50	-0.70	-0.38	5.76	23	36.98
	6406	1.2013	7.22	7.74	6.72	6.46	7.39	12.58	-0.76	-0.35	5.87	9	-14.76
	6359	1.2013	1.88	2.91	35.40	2.43	2.78	12.59	0.55	-0.13	-22.81	9	75.42
	418	1.2013	2.42	2.78	12.95	1.07	3.17	66.25	-1.35	0.39	53.30	7	63.59
	6341	1.2013	2.13	2.29	6.99	2.55	2.73	6.59	0.42	0.44	-0.39	5	-12.97
	6340	1.2013	2.03	2.32	12.50	2.14	2.28	6.14	0.11	-0.04	-6.36	14	90.56
	98	1.2013	4.67	5.00	6.60	4.82	5.52	12.68	0.15	0.52	6.08	11	87.99
	6344	1.2013	2.12	2.29	7.42	2.42	2.78	12.95	0.30	0.49	5.53	11	65.31
	6361	1.2013	4.93	6.06	18.65	5.64	6.46	12.69	0.71	0.40	-5.95	12	59.77
	6436	1.2013	2.81	3.23	13.00	2.82	3.21	12.15	0.01	-0.02	-0.85	7	4.95
	6435	1.2013	2.55	2.75	7.27	2.53	2.71	6.64	-0.02	-0.04	-0.63	5	25.81
	6366	1.2013	2.12	2.29	7.42	2.42	2.78	12.95	0.30	0.49	5.53	5	18.48
110	6455	1.2013	3.38	3.61	6.37	3.39	3.60	5.83	0.01	-0.01	-0.54	6	29.41
	6454	1.2013	2.54	2.74	7.30	2.53	2.71	6.64	-0.01	-0.03	-0.66	7	21.25
	6456	1.2013	5.96	6.38	6.58	5.11	5.47	6.58	-0.85	-0.91	0.00	11	-11.13
	6440	1.2013	3.82	4.08	6.37	3.82	4.07	6.14	0.00	-0.01	-0.23	6	-13.71
	6439	1.2013	2.55	2.74	6.93	2.14	2.28	6.14	-0.41	-0.46	-0.79	8	40.94
	6438	1.2013	2.96	3.16	6.33	2.96	3.17	6.62	0.00	0.01	0.30	7	-0.57
	6442	1.2013	3.84	4.10	6.34	4.25	4.53	6.18	0.41	0.43	-0.16	11	55.93
	6441	1.2013	2.96	3.16	6.33	2.96	3.17	6.62	0.00	0.01	0.30	5	-17.30
	6434	1.2013	0.84	0.90	6.67	0.85	0.92	7.61	0.01	0.02	0.94	5	32.08

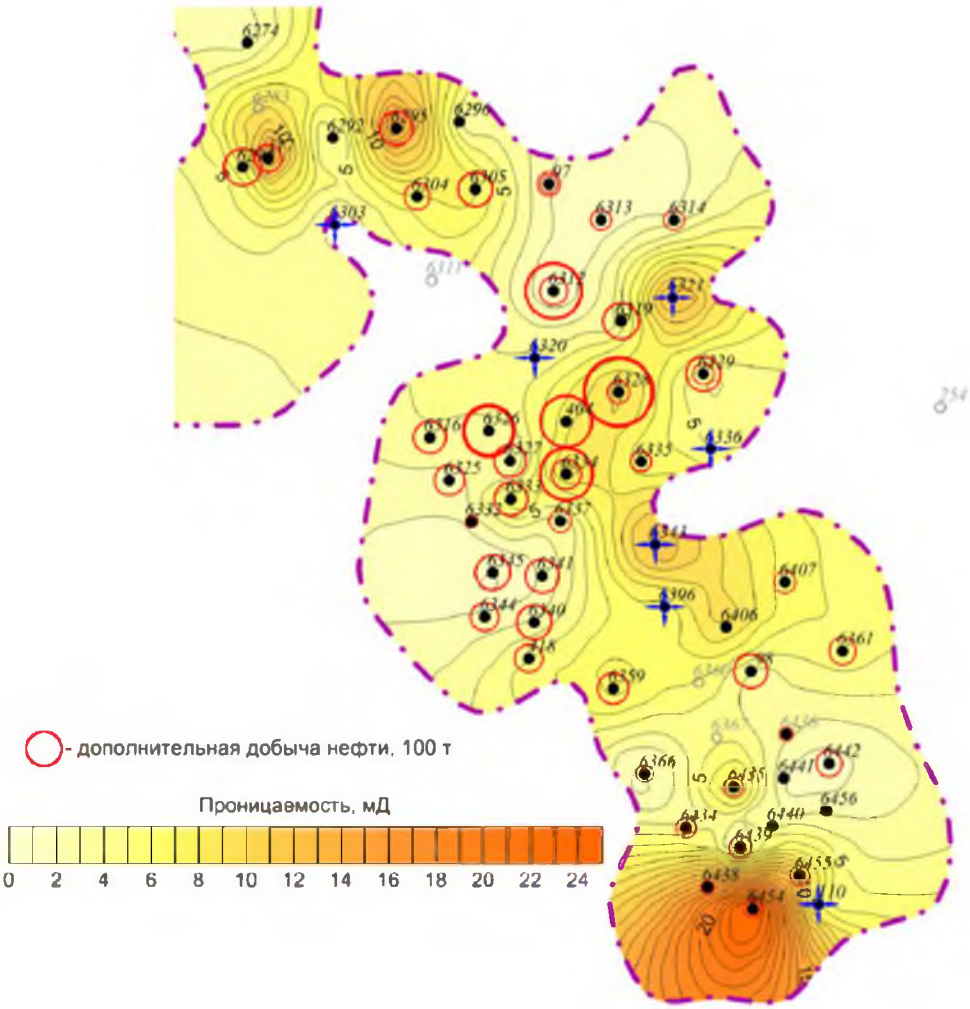


Рисунок 1.8 – Карта проницаемости участка ВГВ и эффективность по добывающим скважинам Алексеевского месторождения

В целом успешность проекта по результатам проведенной оценки технологической эффективности водогазового воздействия составляет около 82 %. На рисунке 1.8 показано, что прирост добычи нефти по площади кизеловского горизонта носит весьма разнообразный характер. Целью дальнейших исследований является изучение особенностей применения метода в условиях Алексеевского месторождения ЗАО «Алойл», опираясь на промысловые данные по истории разработки, а также выработка критериев успешного применения технологии ВГВ и новых подходов к комплексному управлению разработкой пластов.

Выводы по главе 1

В результате подробного анализа состояния изученности проблемы повышения эффективности водогазового метода воздействия на продуктивный пласт и обобщая мировой и отечественный опыт применения технологии, сделан вывод, что при многообразии подходов к применению ВГВ, все они решают следующие задачи частного характера:

1.Технологии ВГВ являются как сопутствующим процессом, который решает вопросы утилизации попутного нефтяного газа в большей степени для малых нефтяных месторождений с отсутствием газоводов, так и основной технологией повышения нефтеотдачи пластов.

2. Лабораторные исследования с использованием в качестве газовой фазы воздуха мало дают новой информации, так как растворимость воздуха в нефтяной фазе при контакте в пласте крайне незначительна, что снижает преимущества ввода газовой фазы с водой, при этом увеличивается опасность образования взрывоопасных смесей.

3. Возможности реализации технологии ВГВ ограничены необходимостью использования специального оборудования для подготовки газожидкостной смеси и нагнетания в пласт.

4. Технология ВГВ ограничена технологическими особенностями ее применения, связанными с глубиной залегания продуктивного пласта.

5. Эффективность технологии ВГВ связана с физико-химическими свойствами вытесняемого агента (подвижность, удельное сопротивление, состав и растворимость газа в нефтяной фазе).

В данной работе на примере Алексеевского нефтяного месторождения ЗАО «Алойл», где технология ВГВ показала технологическую эффективность, решаются первая и пятая вышеприведенные задачи. С учетом этого выделяются три направления:

1. Совершенствование технологии вытеснения нефти путем утилизации попутного нефтяного газа и подачей газа в технологию;

2. Вытеснение нефти по реологическим характеристикам;

3. Обоснование необходимости разработки и изготовления специального технологического оборудования для нагнетания ВГС на глубину до 2000-3000 м.

Отметим, что каждое направление решает индивидуальную задачу повышения эффективности технологии водогазового воздействия. В соответствии с поставленными задачами цель настоящей работы сформулирована следующим образом – "Разработка и обоснование научно-методических основ интенсификации выработки запасов нефти на стационарном и нестационарном режимах нагнетания водогазовой смеси в пласт". Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Оценка актуальности применения нестационарного режима работы скважин при интенсификации выработки запасов нефтеводогазовым воздействием на пласт;
2. Обоснование выбора временного интервала нагнетания водогазовой смеси;
3. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным;
4. Оценка предельных объемов газа и состава водогазовой смеси;
5. Исследование реакции пласта на водогазовое воздействие по отдельным скважинам;
6. Определение ключевых параметров оценки интенсивности воздействия на пласт в режиме циклической закачки водогазовой смеси и управление технологией нагнетания ВГВ в пласт.

ГЛАВА 2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПУТЕМ АДАПТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

2.1. Оценка выбора эффективного интервала нагнетания водогазовой смеси в пласт

В процессе постепенного отбора нефти из вскрытой нефтенасыщенной части пласта или промежуточного слоя (нефть+вода) в технологиях повышения нефтеотдачи всегда встает вопрос куда более эффективнее качать нефтевытесняющую жидкость – в нефтеносную или водоносную часть. На вопрос определения наиболее эффективной технологии ответ может дать промысловый опыт.

Анализ промысловых данных по текущим интервалам перфорации в нагнетательных скважинах кизеловского горизонта Алексеевского месторождения показал, что лишь в скважине № 6320 закачка ВГС осуществляется в нефтенасыщенную часть пласта, по остальным скважинам – в водонасыщенную часть. Текущие интервалы перфорации по скважинам на участке ВГВ представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Текущие интервалы перфорации по скважинам на участке ВГВ

№№ нагн.ск.	№№ добыв.скв	Интервалы перфорации, м	№№ нагн.ск.	№№ добыв.скв	Интервалы перфорации, м
1	2	3	1	2	3
110		**1374-1384**	**6321**		**1567,8-1583,8**
	6439	1400-1408		6313	1499-1508
	6440	1417,5-1427,5		6314	1520-1528
	6454	1373-1381		6329	1489-1495
	6455	1401-1410	**6336**		**1527,7-1531,2**
	6456	1470-1480			**1534-1537**
396		**1397,2-1405,2**			**1544-1548**
	382	1446-1456		6328	1405-1413
	395	1367-1374		6334	1486-1504
	399	1469-1484		6335	1442-1459
6303		**1493-1501**	**6343**		**1664-1672**
	117	1428-1434		6337	1483,5-1488,5

продолжение таблицы 2.1

	6292	1581-1591
	6294	1649-1658
	6295	1668,5-1678,5
	6305	1807-1812
		1813-1819,4
6320		**1496,7-1505**
	404	1447-1457
		1460-1462
	6312	1475-1483
	6319	1478,5-1488
	6326	1568-1576

	6341	1451-1462
6396		**1506-1516**
		1496-1499 - залит
	418	1428,4-1432,4
	6359	1541-1549,3
	6360	1430-1436
	6406	1422-1429
	6407	1518-1526

В случае закачки водогазовой смеси в водоносную часть положительная работа совершается, только если ВГС попадает в нефтеносную часть (через систему трещин), либо в случае гравитационного разделения фаз и растворения газа в нефти после «всплытия», что возможно при повышенном давлении. Рассмотрим эти вопросы более подробно.

2.1.1. Анализ изменения технологических параметров нагнетательных скважин

Рассмотрим профили приемистости по нагнетательным скважинам в соответствии с таблицей 2.1. На рисунке 2.1 приведены профили приемистости, снятые в 2008-2010 гг.

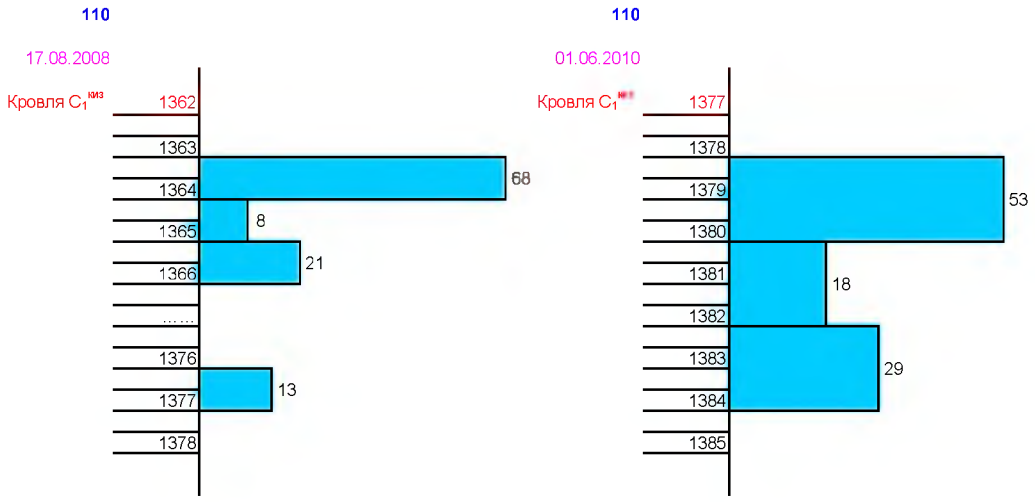


Рисунок 2.1 – Профили приемистости по скважине № 110

Как видно из рисунка 2.1 в скважине № 110 был перфорирован нефтенасыщенный интервал в 2008 году, однако, профиль приемистости, снятый в 2010 году, показывает, что закачка в настоящее время осуществляется в водоносную часть пласта, что в основном связано с текущим обводнением по мере отбора нефти. При этом обводненность соседних добывающих скважин находится на стабильно низком уровне с момента начала их работы (рисунок 2.2).

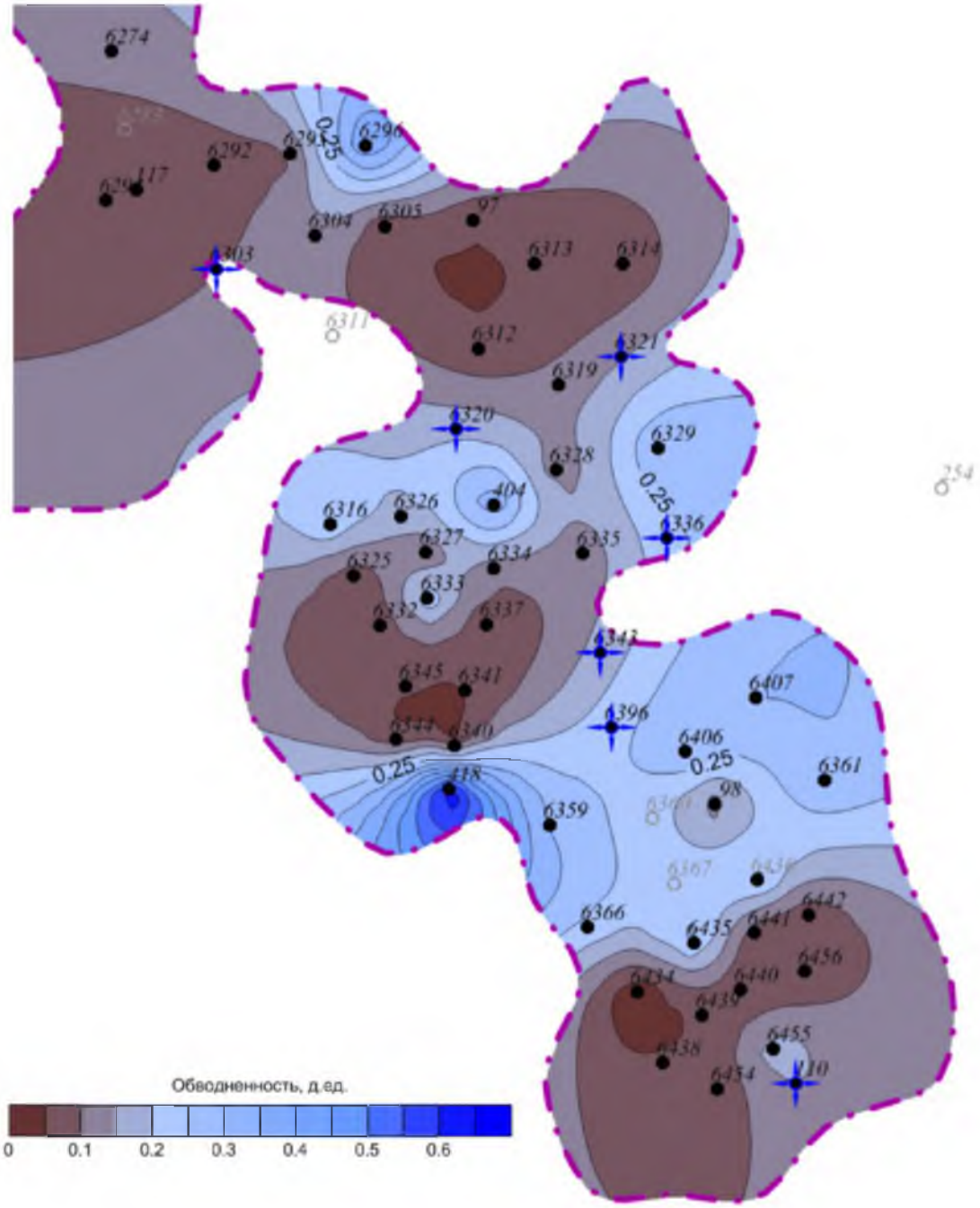


Рисунок 2.2 – Карта обводненности турнейского яруса по состоянию на 12.2014 г.

Из рисунка 2.2 видно, что изменение обводненности по объекту носит неравномерный характер, причем наиболее интенсивно обводняются добывающие скважины, находящиеся в зоне нагнетания водогазовой смеси.

По скважине № 6303 закачка ВГС осуществляется в водоносную часть пласта (скважина находится за пределами контура ВНК). Изменения профиля приемистости предположительно обусловлено действием водогазовой смеси (рисунок 2.3), которые было предложено уточнить и продолжить подобные исследования, при этом замерить динамику изменения газового фактора по соседним окружающим скважинам.

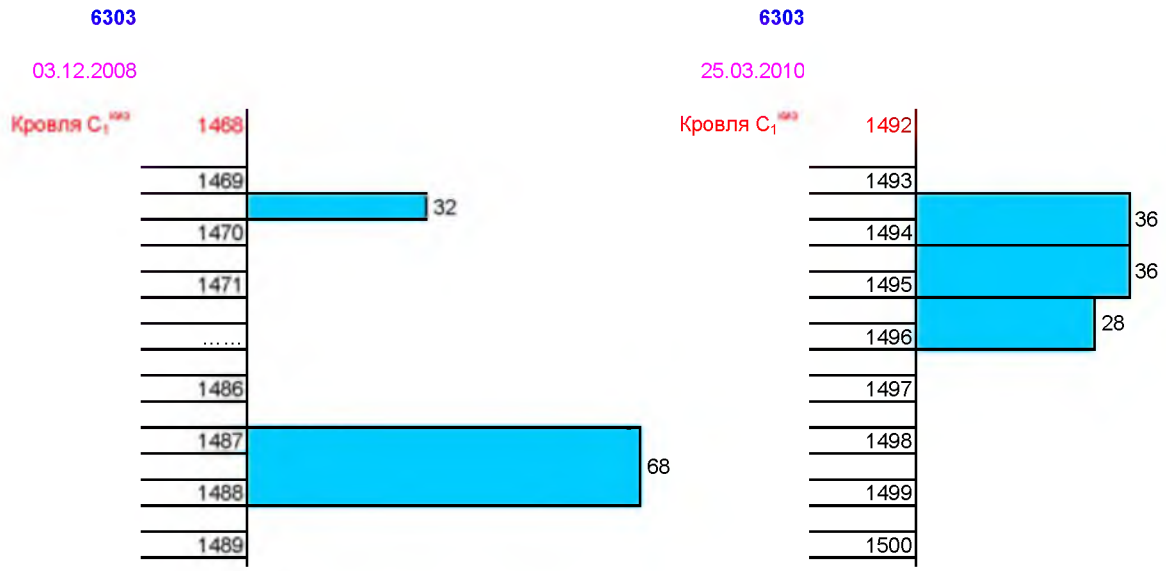


Рисунок 2.3 – Профили приемистости по скважине № 6303

Скважина № 6320 осуществляет закачку ВГС в нефтенасыщенный интервал (рисунок 2.4). На 2008 год наблюдаются изменения в профиле приемистости, обусловленные циклическим способом закачки ВГС и составом рабочего агента.

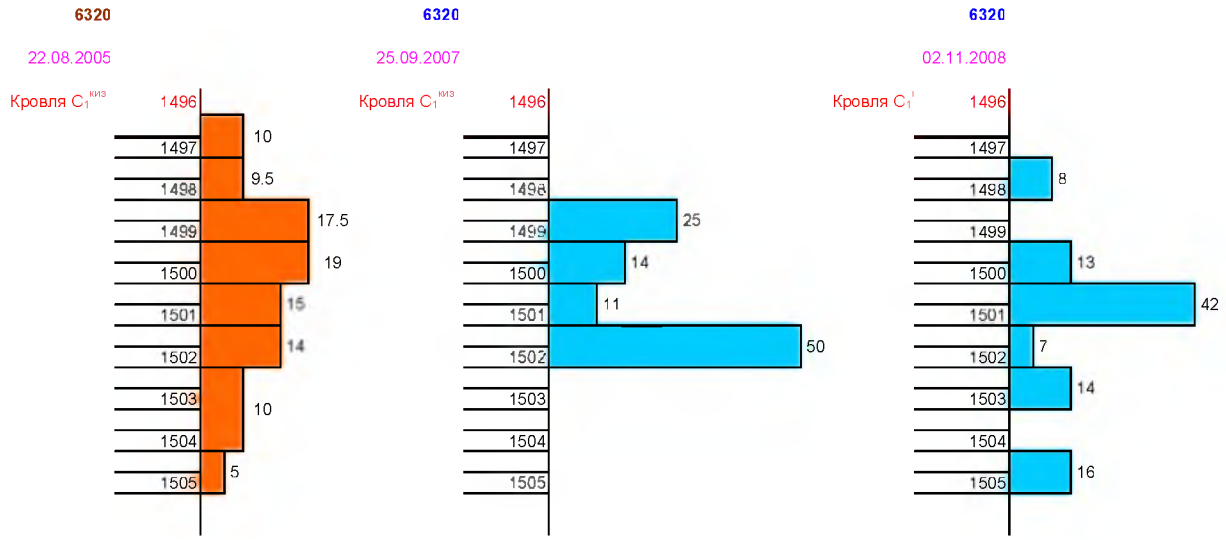


Рисунок 2.4 – Профили притока и приемистости по скважине № 6320

Скважина № 6321 осуществляет закачку ВГС совместно как в водонасыщенный, так и в нефтенасыщенный интервалы пласта, причем основная доля закачиваемой смеси поступает в водоносную часть пласта (рисунок 2.5).

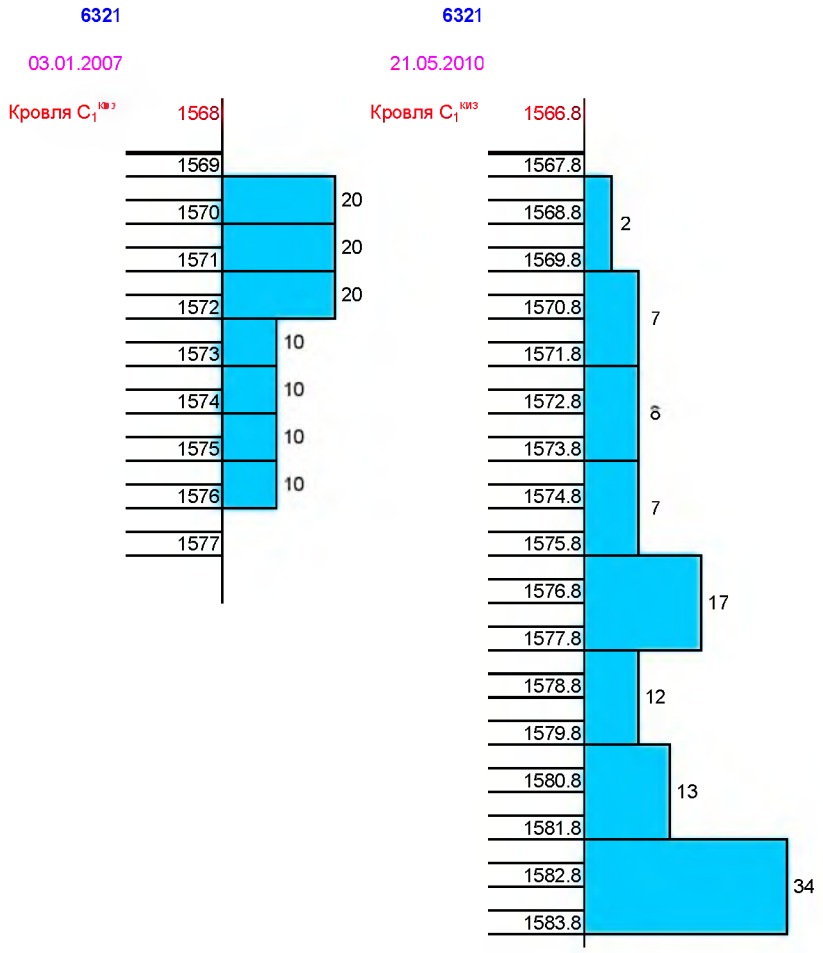


Рисунок 2.5 – Профили приемистости по скважине № 6321

По скважине № 6396 наблюдался уход всего закачиваемого объема ВГС в узкий нефтенасыщенный интервал (рисунок 2.6), что привело к неэффективному использованию объема ВГС, поэтому отмечен рост обводненности продукции окружающих скважин, например, скважина №6360 (до 90%), которая в последующем была переведена на другой объект [26].

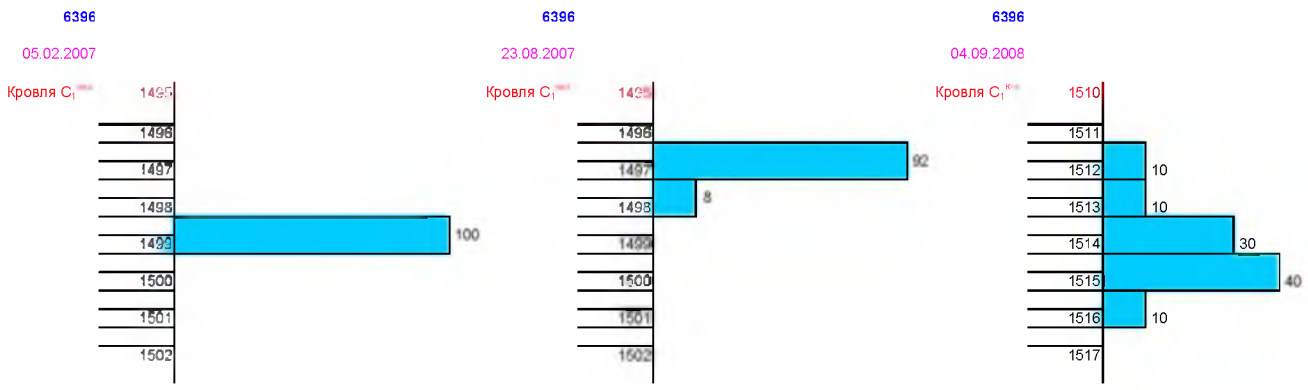


Рисунок 2.6 – Профили приемистости по скважине № 6396

По нагнетательным скважинам №№ 6343 и 6336 исследования ограничены.

Отметим, что значительная часть скважин находится в зоне толщины непроницаемого раздела отличной от нуля (рисунок 2.7).

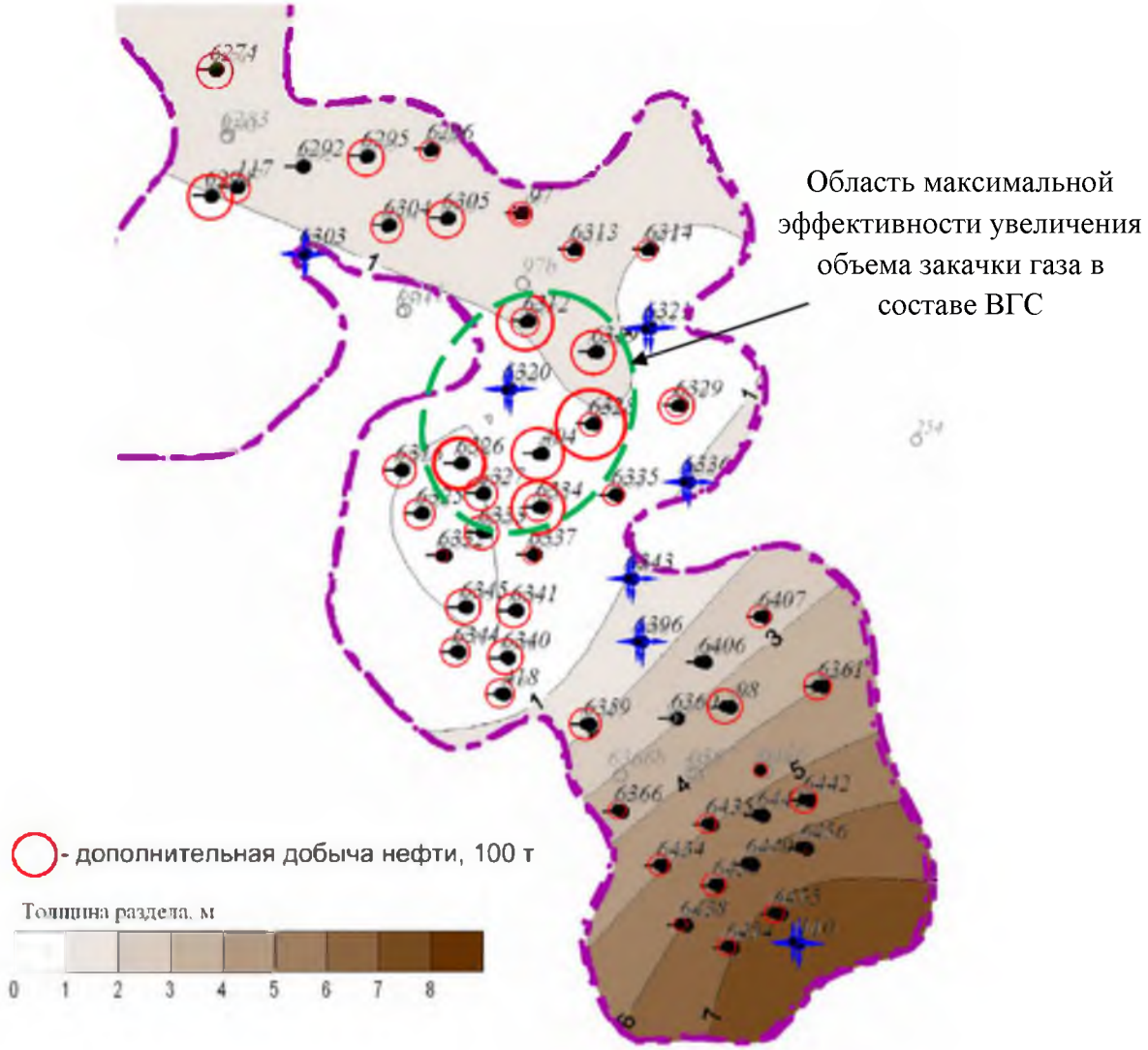


Рисунок 2.7 – Карта непроницаемого раздела между толщинами нефти и воды с величиной дополнительной добычи нефти

Например, нагнетательные скважины №№ 110, 6396 осуществляют закачку в водоносную часть, а последняя отделена от нефтеносной части непроницаемым разделом. В то же время закачиваемая в нагнетательные скважины ВГС имеет пенную структуру и максимальный эффект ожидается при закачке такой смеси в нефтеносную часть пласта. При этом крупные пузырьки газа в составе смеси должны обеспечить блокирование отдельных трещин, а мелкие пузырьки проникать в поровое пространство и, растворяясь в нефти, улучшать ее подвижность.

В 2013-2014 годы по нагнетательным скважинам происходило скачкообразное увеличение объема газа в составе закачиваемой ВГС. Рассчитанная дополнительная добыча в результате повышения объема газа представлена на карте рисунка 2.7.

Отметим, что наибольшая эффективность отмечается в районе скважины № 6320, осуществляющая закачку водогазовой смеси в нефтенасыщенный интервал, и напротив, минимальный прирост в добыче нефти после увеличения объема газа в составе ВГС наблюдается в зоне закачки скважин №№ 110 и 6396, где происходит уход воды в водоносный пласт, изолированный от нефтеносной части непроницаемым разделом.

2.2. Контроль обводнения скважин при эффективном управлении водогазовым воздействием по промысловым данным

Одним из успешных проектов реализации водогазового воздействия (ВГВ) на пласт является Алексеевское месторождение ЗАО «Алойл» на территории Татарстана. Месторождение характеризуется трудноизвлекаемыми запасами нефти, сложным геологическим строением. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 23,4 мПа·с. Отмечен положительный эффект от реализации данной технологии. Так, достигнуто увеличение КИН с 0,17 до 0,24 д.ед. Однако процесс реализации ВГВ в промысловых условиях выдвинул ряд задач, требующих решения. Прежде всего вопрос контроля и регулирования эффективности вытеснения нефти водогазовой смесью, определение эффективных объемов газа и его соотношения в водогазовой смеси ($k=Q_г/Q_в$). Зарубежный и отечественный опыт закачки водогазовой смеси не дает ответа на этот вопрос.

Динамика закачки газа и воды, а также динамика соотношения закачки газа и воды в пластовых условиях во времени представлена на рисунках 2.8-2.9. При построении графиков принято допущение о том, что вода несжимаема.

Наблюдается постепенный рост объемов закачиваемой воды к 2010 г. Затем до 2012 года наблюдается некоторое снижение объемов закачки воды, связанное с техническими

причинами, в 2012-2013 гг. отмечается рост объемов воды, закачиваемой в пласт, в 2014 году наблюдаются умеренные объемы закачки воды. Динамика закачки газа при этом носит непостоянный характер, увеличение объемов закачки сменяется снижением, вплоть до полной остановки насосно-бустерной установки. Связано это, прежде всего, с ремонтными периодами, оптимизацией и совершенствованием используемой схемы нагнетания ВГС.

Рисунок 2.8 – Динамика закачки воды и газа в составе ВГС

Динамика выдерживаемого соотношения воды и газа в составе водогазовой смеси в пластовых условиях представлена на рисунке 2.9-2.10, из которого видно, что на продолжении всего периода закачки ВГС доля воды значительно преобладала над долей газа. Максимальное содержание газа (соотношение 1 доли газа : 6,5 воды, что соответствует 13% газа в составе ВГС) по истории отмечается в декабре 2008 года. В остальное время соотношение фаз в составе ВГС имеет большее значение. Средняя величина соотношения объема газа к объему воды (Кср) по истории составляет 0,028, а максимальная (Кмах) - 0,12.

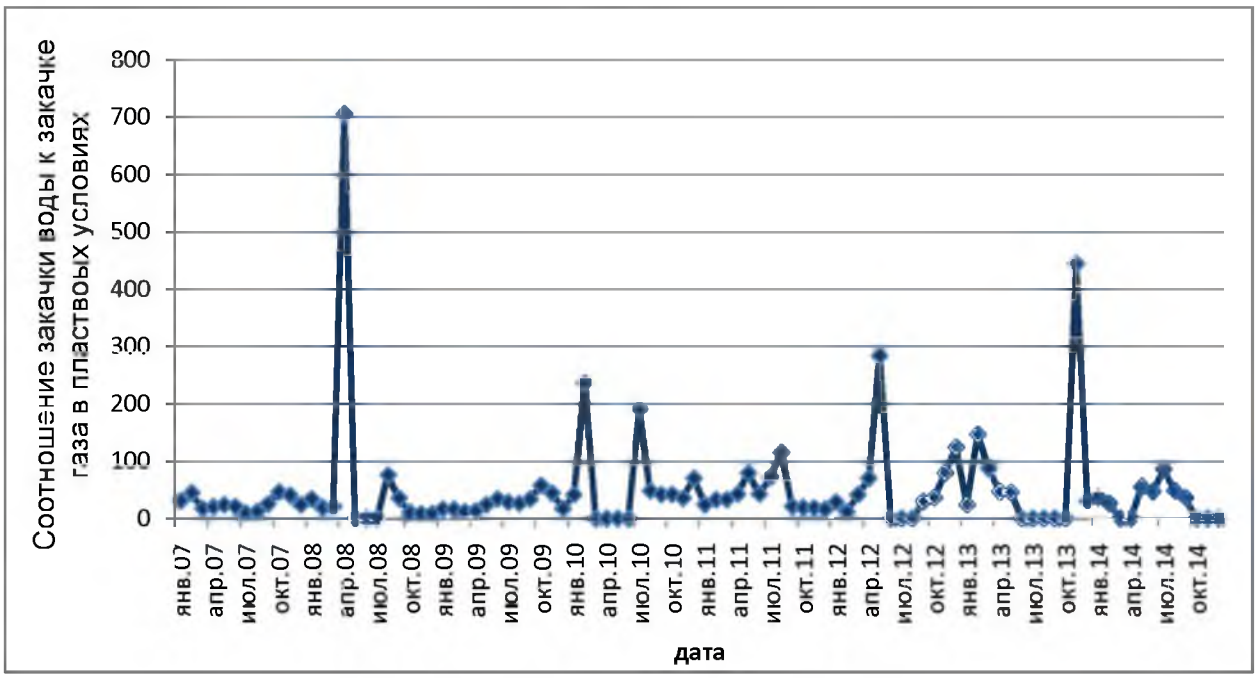


Рисунок 2.9 – Динамика соотношения закачки воды к закачке газа в пластовых условиях

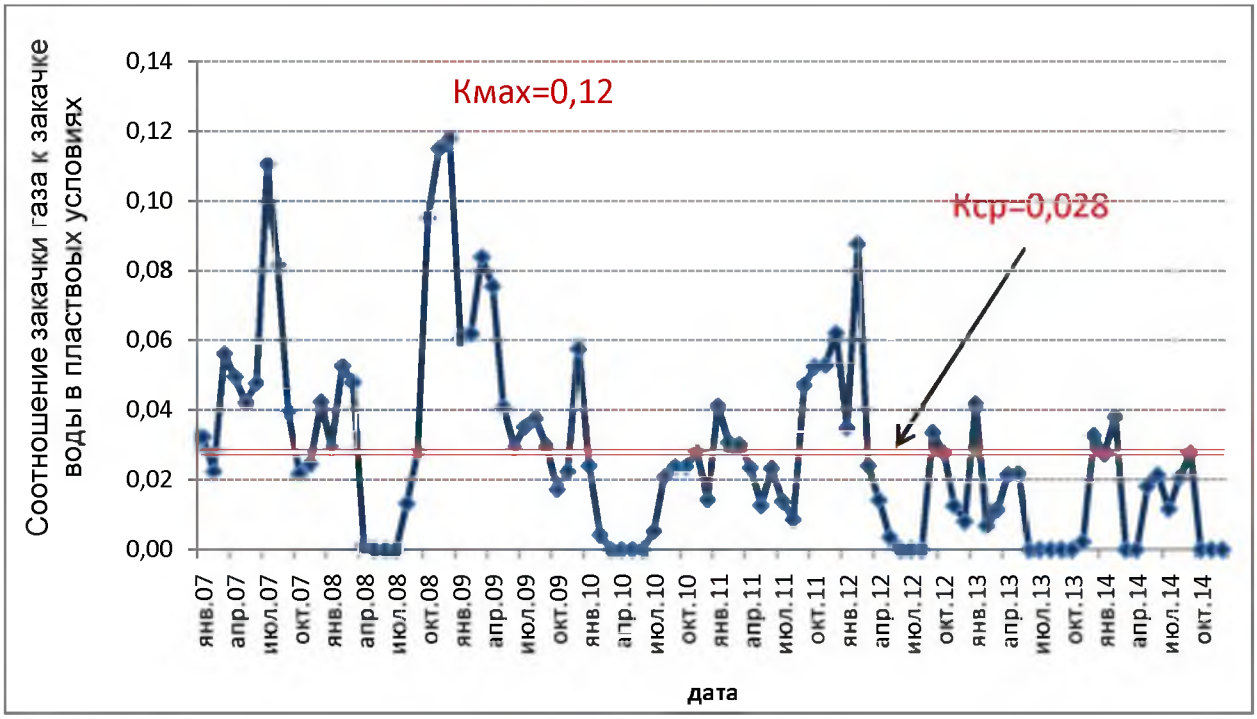


Рисунок 2.10 – Динамика соотношения закачки газа в пластовых условиях к закачке воды

На рисунке 2.11 представлена зависимость прироста коэффициента вытеснения от содержания газа в составе водогазовой смеси, которая была получена лабораторным путем [77].

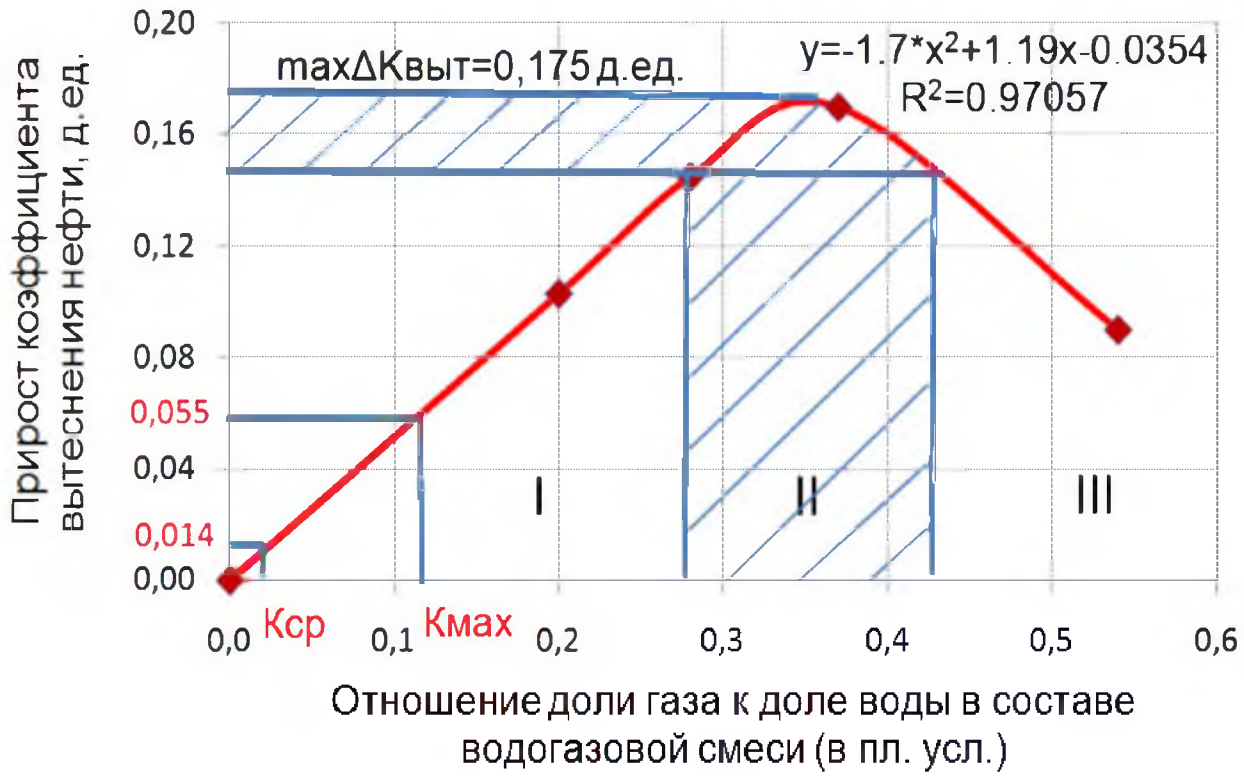


Рисунок 2.11 - Зависимость прироста коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии по сравнению с заводнением при различном отношении (К=Qг/Qв) (в пластовых условиях)

По соотношению доли газа к доле воды в составе ВГС (К=Qг/Qв) на графике рисунка 2.11 выделяются три зоны:

зона I – Vгаза/Vводы =0 – 0,28 - зона нарастающей эффективности ВГВ;

зона II – Vгаза/Vводы =0,28 – 0,43 - зона максимальной эффективности ВГВ;

зона III – Vгаза/Vводы > 0,43 - зона затухающей эффективности ВГВ.

Максимальный прирост коэффициента вытеснения (0,175 д.ед.) наблюдается при газоводяном соотношении, равном 0,33 (25%-ном газосодержании). По полученным в лаборатории данным, газосодержание ВГС, соответствующее наибольшему приросту коэффициента вытеснения, находится в диапазоне 22-30 %.

Согласно промысловым данным для настоящего времени по приведенной зависимости (рисунок 2.11) можно сделать вывод о том, что для всего периода закачки ВГС максимальный эффект от внедрения водогазового воздействия составляет не более 0,055 д.ед., выраженный в приросте коэффициента вытеснения. Значение 0,055 получено по зависимости на рисунке 2.11, для содержания газа в составе ВГС 10%. Среднее за период внедрения ВГС соотношение газ : вода в пластовых условиях составляет 1 (газ) : 35(вода), что соответствует 2,78% газа в составе ВГС. При таком соотношении эффект от внедрения водогазового воздействия составляет не более 0,014 д.ед., выраженный в

приросте коэффициента вытеснения. Таким образом, фактически сложившаяся ситуация по состоянию на конец 2014 года характеризуется следующим образом: закачиваемых объемов газа в составе водогазовой смеси явно недостаточно для получения значительного эффекта от внедрения ВГВ. Для получения максимального эффекта от применения водогазового воздействия необходимо увеличение объемов газа, закачиваемого в пласт в составе водогазовой смеси до рекомендуемого соотношения. В целом, существующие мощности позволяют добиться 13% содержания газа в составе водогазовой смеси, что при стабильной закачке, несомненно, показывает свою эффективность, которая на отдельных этапах была неоднократно подтверждена в промысловых условиях.

Отметим, что в общей сложности за последние годы в пласт закачано около 7% от всего объема попутного нефтяного газа, 76 % газа сдается в объединение «Татнефтегазпереработка», 1 % составляют технологические потери газа. В то же время 16 % попутного газа сжигается на факеле, то есть существуют значительные резервы для повышения объемов закачки попутного газа в пласт в составе водогазовой смеси.

Помимо двух выделенных преимуществ, таких как повышение эффективности утилизации газа и увеличение коэффициента вытеснения, повышение объема газа в закачиваемой смеси приведет к сдерживанию прорыва воды к забою добывающих скважин. Поскольку в настоящее время газосодержание не превышает 3%, то водогазовая смесь ведет себя аналогично воде. Увеличение содержания газа в водогазовой смеси приведет к росту вязкости закачиваемой жидкости и, следовательно, снизит скорость ее фильтрации в пласте. На рисунке 2.12 представлена карта скоростей фильтрации кизеловского горизонта. Максимальные скорости отмечаются вблизи нагнетательных скважин, менее интенсивные вблизи забоев добывающих скважин. В межскважинном пространстве выделяются застойные зоны и зоны опережающей фильтрации (зоны опережающей выработки). Учитывая, что приведенная карта (рисунок 2.12) характеризует средние скорости фильтрации, а закачиваемая вода, прежде всего, будет распространяться по наиболее проницаемому пропластку, вытесняя нефть, для оценки времени прорыва газа следует использовать максимальное значение проницаемости по скважинам [23].

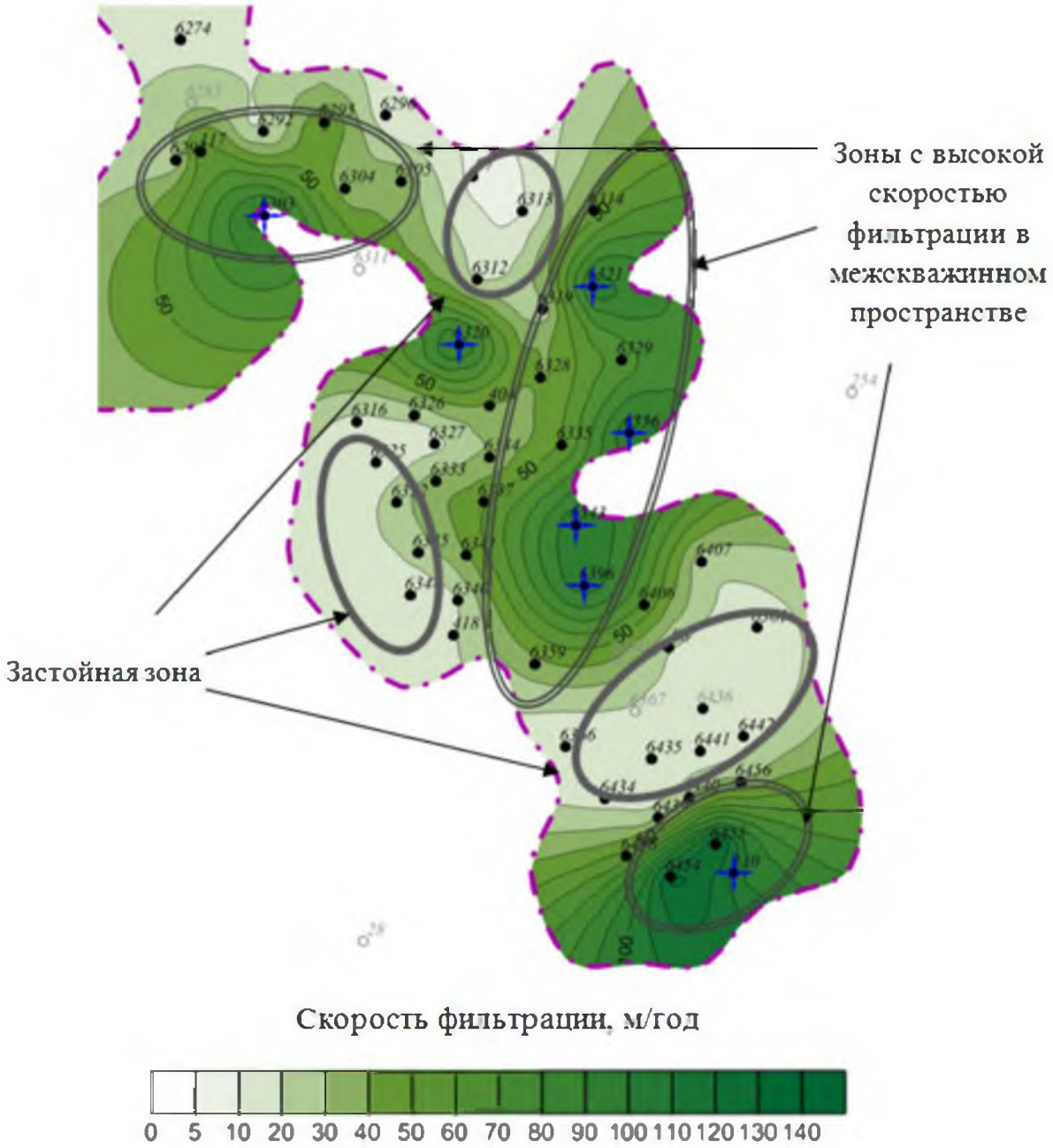


Рисунок 2.12 - Изолинии скоростей фильтрации кизеловского горизонта

Воспользуемся формулой (2.1) для вычисления времени, необходимого для прохождения закачиваемой водой расстояния между скважинами, полученной в НПО "Нефтегазтехнология".

$$t = \frac{X^2 \cdot \mu_в}{k_{ср} \cdot (P_{заб.наг.} - P_{заб.доб}) \cdot 31.536}, \qquad (2.1)$$

где t – время прорыва воды, лет;

X – расстояние между скважинами, м;

$\mu_в$ - вязкость воды, мПа·с;

$k_{ср}$ – средняя проницаемость в межскважинном пространстве, рассчитанная как среднее между максимальными значениями проницаемости по скважинам, 10^{-3}мкм^2;

$P_{заб\ наг}$ - среднее за период работы давление на забое нагнетательной скважины, МПа;

$P_{заб\ доб}$ - среднее за период работы давление на забое добывающей скважины, МПа (период берется такой же, как у нагнетательной скважины).

Кроме того, проведем аналогичные расчеты для определения времени продвижения водогазовой смеси при 13%-ном газосодержании (величина принята по максимальному газосодержанию за всю историю ВГВ на Алексеевском месторождении ЗАО «Алойл»).

На рисунке 2.13 представлена аппроксимированная по данным РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина зависимость вязкости водогазовой смеси от концентрации в ней газовой фазы. Аппроксимация проведена на основе математических моделей вязкости водогазовых смесей с использованием работ (ВНИИГАЗ, CanadianInstituteofMining, Metallurgyand Petroleum, Буевича и Сафрая, Вахолдера и Хетсрони).

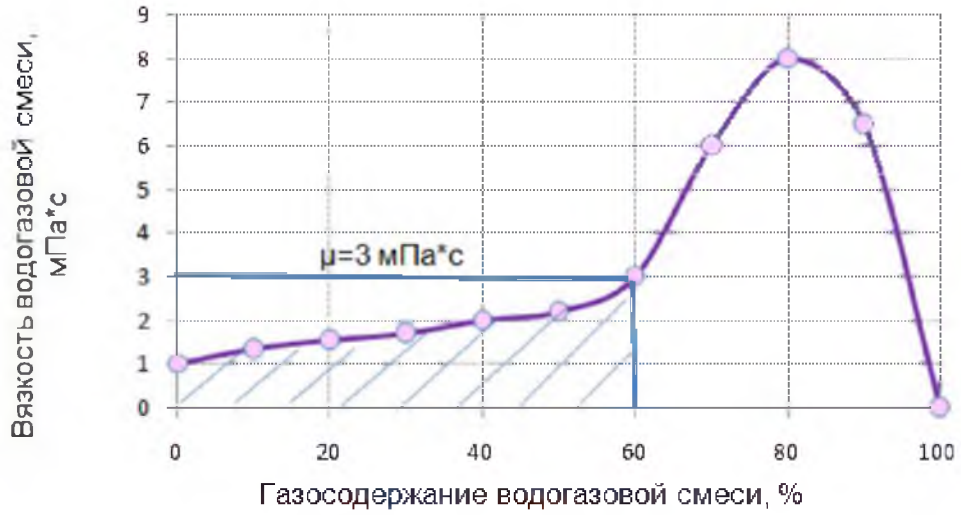


Рисунок 2.13 - Зависимость вязкости водогазовой смеси от ее газосодержания [35]

Анализ представленной зависимости показал, что при невысоких газосодержаниях (до 60%) вязкость водогазовой смеси возрастает до 3 мПа·с, при этом ВГС представляет собой газированную жидкость. С увеличением доли газа в составе ВГС более 60 % происходит скачкообразное возрастание вязкости смеси и переход ВГС в пенное состояние. Рост вязкости ВГС способствует значительному увеличению фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта (ПЗП), что создает определенные трудности,

связанные с повышением энергозатрат на закачку водогазовой смеси в продуктивный горизонт по системе "насос-трубопровод-скважина".

При воздействии на пласт, к примеру, водогазовой смесью с газосодержанием 25%, соответствующим максимальному приросту коэффициента вытеснения для условий кизеловского горизонта Алексеевского месторождения, динамическая вязкость ее примерно в 1,6 раза больше, чем для воды. При закачке такого рабочего агента происходит выравнивание приемистости ПЗП, возрастает участок дренирования в добывающих скважинах, и как следствие повышается площадной коэффициент охвата без дополнительных энергозатрат.

Обращаясь к зависимости динамической вязкости ВГС от газосодержания смеси, получаем, что при 13%-ном газосодержании, вязкость смеси составляет 1,4 мПа·с. Данную величину будем широко использовать при расчетах времени продвижения ВГС (формула 2.1), численные значения которой (по формуле 2.1) будут показывать характер изменения во времени продвижения оторочки ВГС.

На рисунке 2.14 показано сопоставление времени продвижения воды и ВГС к забою добывающих скважин.

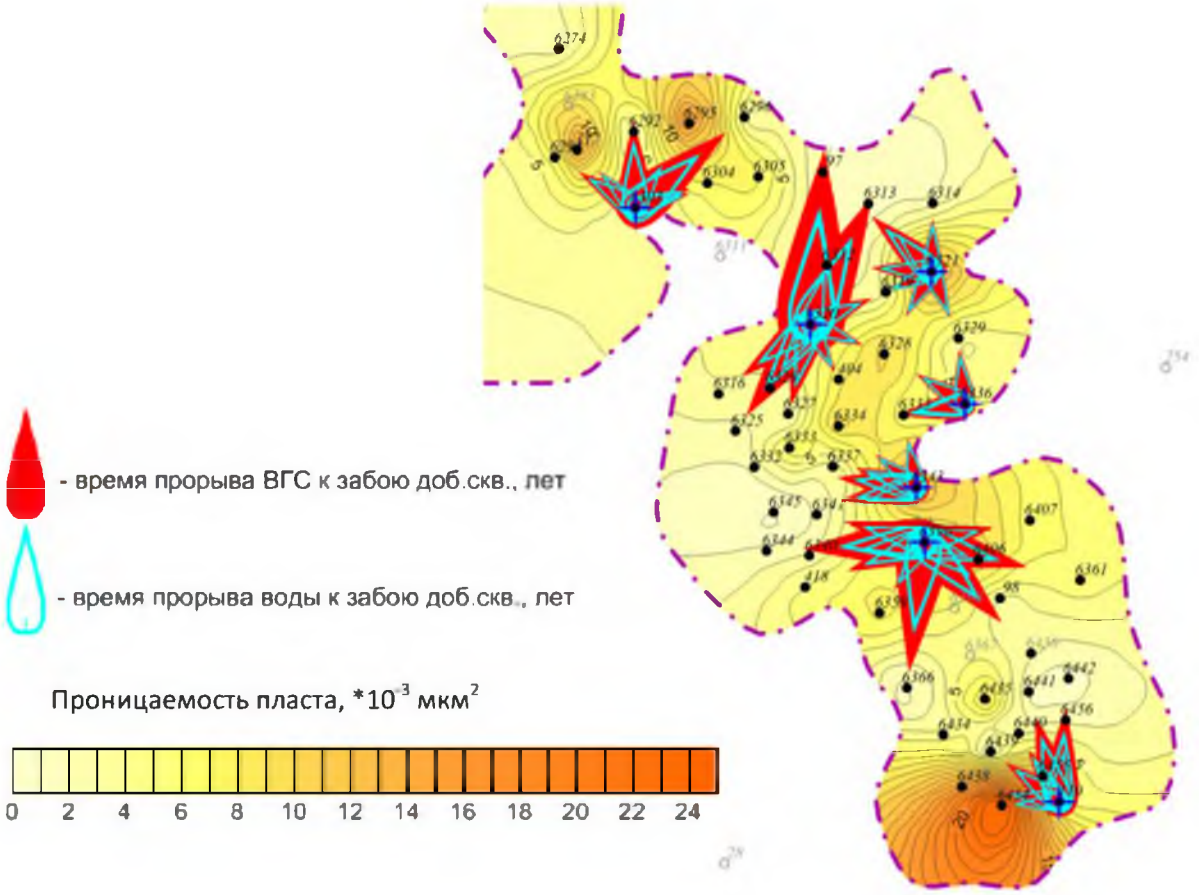


Рисунок 2.14 – Сопоставление времени прорыва воды и водогазовой смеси (при 13%-ном газосодержании)

Сопоставляя дату начала работы нагнетательных скважин и предположительное время прорыва воды, выделим области, где языки обводнения по самому высокопроницаемому пропластку достигли забоев добывающих скважин (рисунок 2.15). Напомним, что под закачиваемой водой в данном случае подразумевается водогазовая смесь с газосодержанием 2,7 %.

Отметим, что по большинству добывающих скважин процесс прорыва водогазовой смеси с весьма низким газосодержанием еще не произошел, следовательно, увеличение газосодержания при закачке ВГС до 13%-ного значения, замедлит время наступления прорыва ВГС и обводнения добывающих скважин.

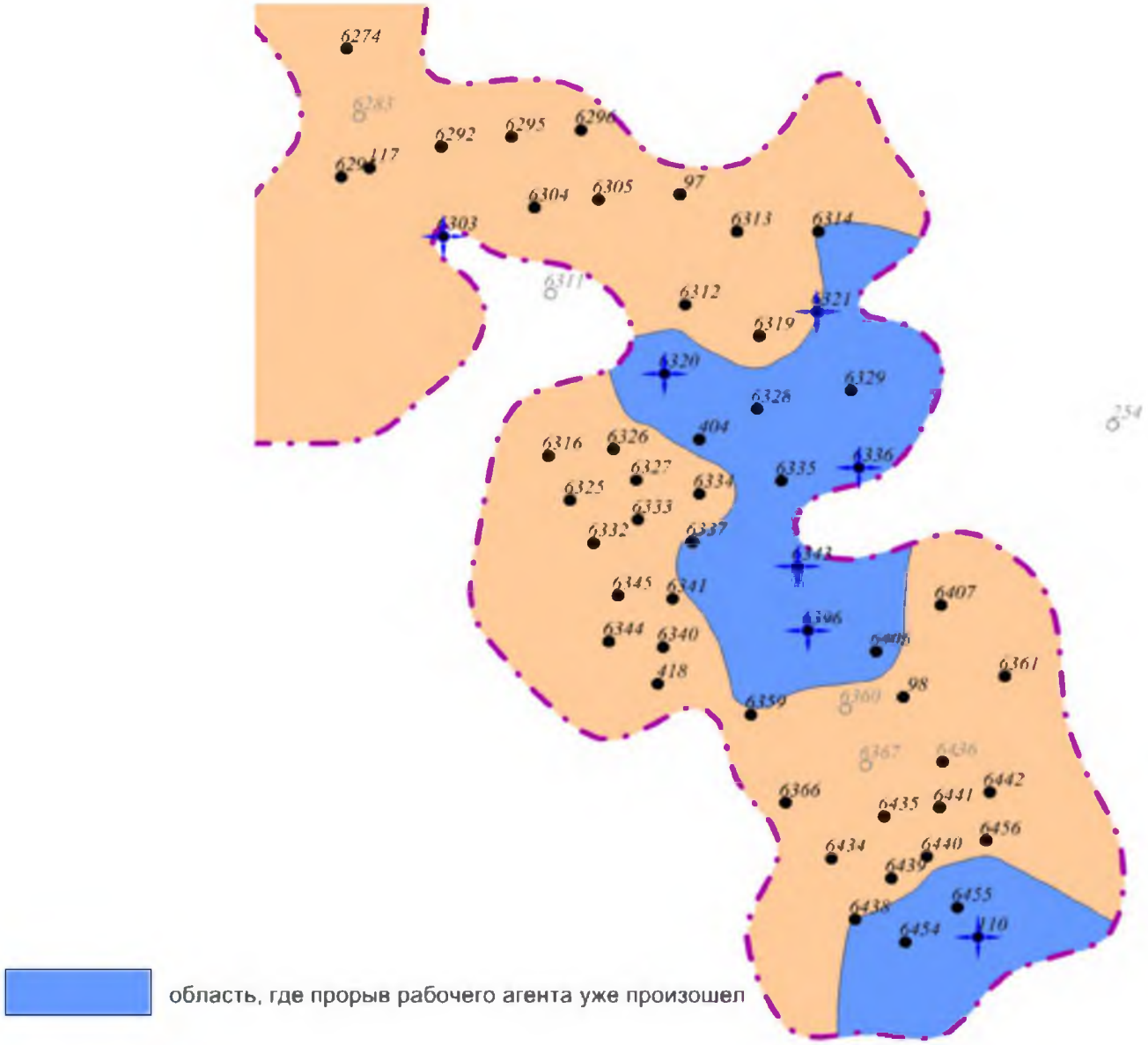


Рисунок 2.15 – Участки, где закачиваемый агент достиг забоев добывающих скважин

2.3. Оценка предельных объемов и состава газа в ВГС

Реализация технологии водогазового воздействия связана со значительными капитальными затратами и рядом технологических трудностей. Поэтому мониторинг метода должен базироваться на тщательном анализе технологических параметров от точки нагнетания ВГС до забоя нагнетательных скважин. Водогазовое воздействие на Алексеевском месторождении осуществляется с использованием попутного нефтяного газа. Доля метана в газе составляет около 30 %, этана – 22 %, пропана – 21 %. Учитывая значительную изученность физико-химических свойств и состава углеводородов на месторождениях Татарстана, следует отметить следующие основные признаки и характеристики углеводородов, которые достаточно широко изучены и опубликованы в трудах "ТатНИПИнефть". Рассмотрим некоторые характеристики попутного нефтяного газа. Физико-химические свойства нефти и газа в основном связаны с глубиной залегания продуктивных пластов. Так, с ростом глубины, растет плотность нефти, газосодержание, главное увеличивается газосодержание метана, а со снижением глубины растет количество сероводорода и азота. Это очень качественно и количественно отражается на величине давления насыщения нефти газом. Причем нефти залежей Татарстана отличаются и по молярному содержанию компонентов нефтяного газа, выделенных по данным дифференциального разгазирования (количество сероводорода, углекислого газа и N_2+редкие). Особенно важно учитывать состав и свойства попутного газа, когда происходит смещение газа добытого попутно с других горизонтов. Кроме того, изменение состава газа с отдельных горизонтов влияет на значения динамической вязкости нефти. Коэффициент растворимости газа в нефти в основном определяется значением пластового давления.

В условиях малых объемов газа, закачиваемого в пласт, актуальным становится вопрос о доле газа, который растворяется в воде. Однако растворимость газа в воде незначительна. Поскольку в составе закачиваемого газа основным компонентом является метан, дальнейшие расчеты будем проводить, используя зависимости именно для этого газа (рисунок 2.16) [65] применительно к условиям Алексеевского месторождения. Они характеризуются следующими показателями, представленными на рисунке 2.16.

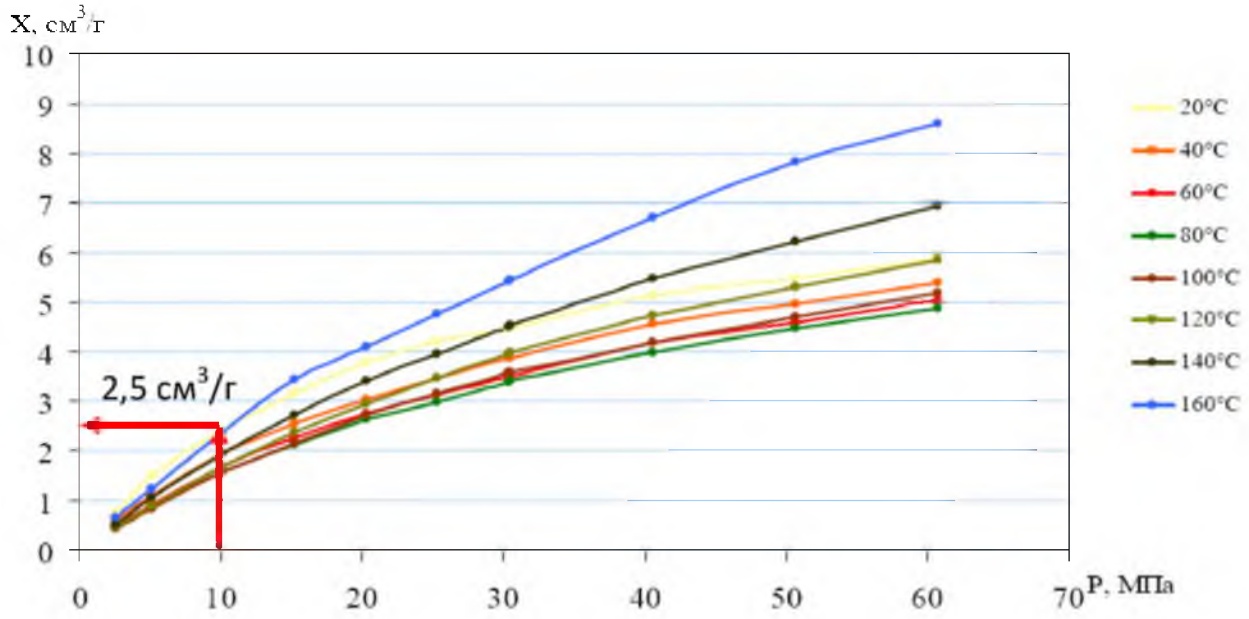


Рисунок 2.16 – Зависимость растворимости метана в пресной воде (X) от давления при различных температурах по данным работы [65]

Как видно из рисунка 2.16, для условий исследуемого объекта при температуре 25 °C и давлении 10 МПа растворимость метана составляет около 2,5 $м^3/м^3$, то есть при снижении давления с 10 МПа до атмосферного из 1 $м^3$ воды может выделиться 2,5 $м^3$ газа. Это значит, что при соотношении "газ-вода" (в поверхностных условиях), равном 2,5 весь газ будет растворен в воде при достижении забоя скважины, вернее распределен в водной фазе.

Важным фактом в данном вопросе является то, что природа воды и углеводородов различна. Углеводородная составляющая нефтяного газа хорошо растворяется в углеводородных системах, в нефти, а хуже в воде. Неуглеводородные компоненты нефтяного газа, такие как CO, CO_2, H_2S, N_2, растворяются лучше в воде. Известно, что растворимость углеводородов в нефти подчиняется закону Генри и с повышением давления растворимость углеводородного газа растёт. С другой стороны, растворимость углеводородов в воде закону Генри не подчиняется. В этом случае с увеличением давления возрастает растворимость солей в воде, то есть увеличивается минерализация воды, при этом растворимость газов в воде уменьшается из-за присутствия солей. Этим и объясняется отклонение зависимости растворимости углеводородов в воде от линейного вида и при повышенных давлениях (рисунок 2.17) [30].

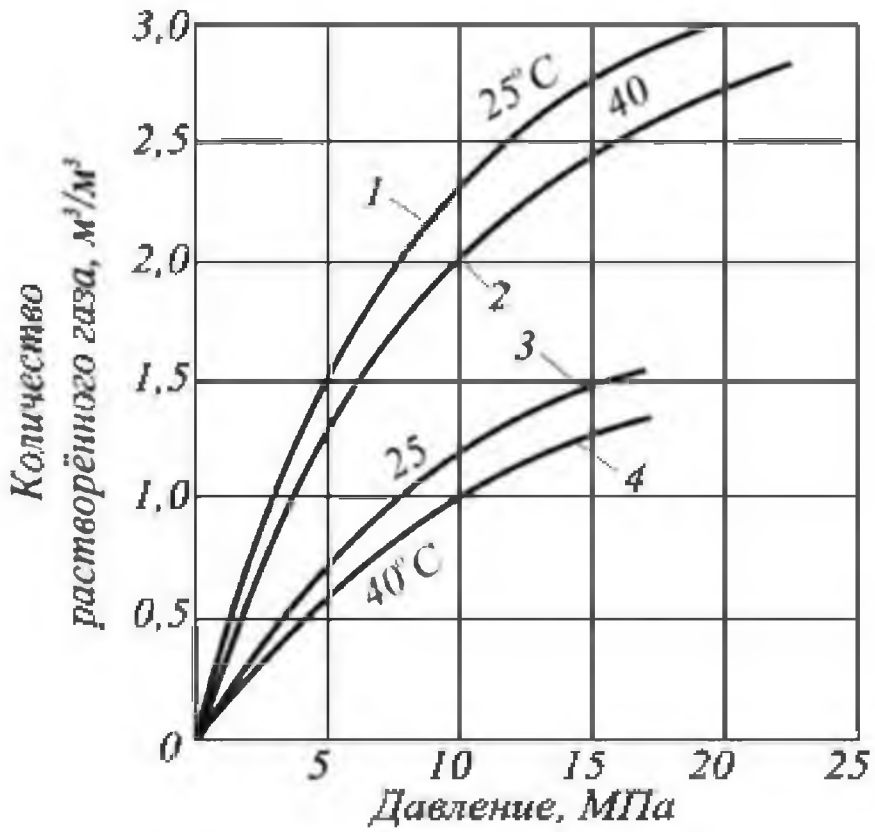


Рисунок 2.17 – Кривые растворимости газа в чистой и соленой воде при различных температурах и давлениях по данным ВНИИ (1,2 – дистиллированная вода, 3,4 – раствор NaCl) [30]

Опираясь на данные графиков рисунка 2.17 можно предположить, что в среднем растворимость метана в минерализованной воде в 2 раза меньше, чем на пресной воде и составляет 1,25 $м^3/м^3$.

На рисунке 2.18 представлены величины соотношений газа (поверхностные условия) и воды по скважинам участка водогазового воздействия согласно отчетности за 2010 и 2014 гг.

Отметим, что по скважинам №№ 110, 6303, 6321 весь закачиваемый в 2010 году газ был распределен в воде в виде монодисперсной фазы, что указывает на отсутствие структуры водогазовой смеси на забое скважин. Положительную работу этот газ совершал, возможно, только на удалении от забоя нагнетательных скважин, в области с пониженным давлением. В 2014 году данное явление сохранялось в скважинах №№ 110, 6303, 6321.

С целью оценки эффективности воздействия газовой фазы на вытеснение был проведен расчет технологической эффективности повышения его объемов по реагирующим добывающим скважинам. В ходе исследований по кизеловскому горизонту Алексеевского месторождения были проанализированы технологические показатели

работы по 44 добывающим реагирующим скважинам за период работы 2010-2014 гг. За этот период объем газа, поступающий в составе водогазовой смеси в пласт через нагнетательные скважины увеличивался по отдельным скважинам от 2,3 до 8 раз. Расчеты проведены на программном обеспечении, позволяющем получить величину дополнительной добычи нефти по аппроксимационной кривой, задавая базовый период, а также по характеру кривой вытеснения [24]. Результаты сведены в таблицу 2.2.

Суммарная технологическая эффективность по реагирующим добывающим скважинам представлена на рисунке 2.18, что доказывает эффективность ВГВ по скважинам с соотношением газа и воды больше чем 1,25 $м^3/м^3$.

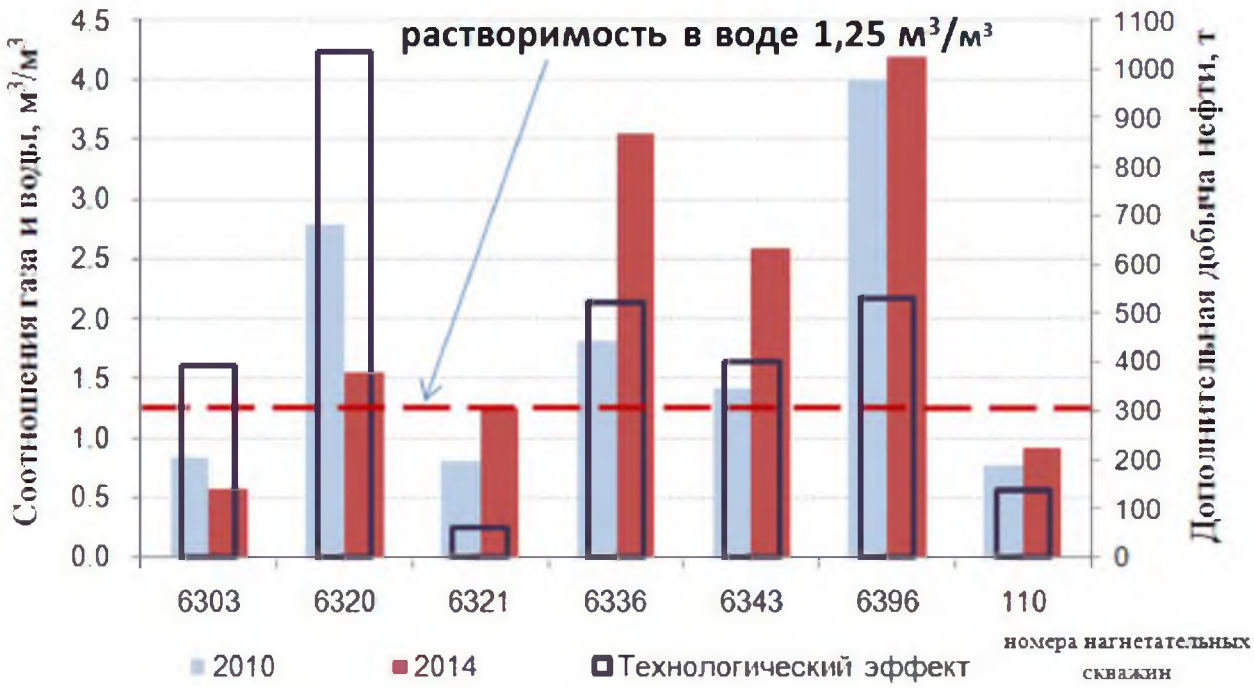


Рисунок 2.18 – Гистограмма соотношения объема газа и воды по скважинам Алексеевского месторождения и общая эффективность по реагирующим скважинам в результате увеличения объемов газа в составе ВГС

Проведенные расчеты выполнены для метана, как наименее растворимого в воде газа. Другие газы, например, этан лучше растворяются в воде (рисунок 2.19).

Поскольку состав газа, закачиваемого в пласт на Алексеевском месторождении весьма разнообразен, как показано в [1], то и растворимость его в воде в целом будет выше.

Таблица 2.2

Анализ эффективности увеличения объема газа, нагнетаемого в пласт в составе ВГС

Скважина ВГВ	Реагирующие доб.скв.	Дата увеличения объема газа	До ГТМ			После ГТМ			Изменение после ГТМ			Продолжительность эффекта, мес	Дополнительная добыча нефти, т
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
6303	117	1.2013	5.02	7.84	35.97	6.08	7.47	18.61	1.06	-0.37	-17.36	11	62.71
	6304	1.2013	6.04	6.91	12.59	6.03	6.92	12.86	-0.01	0.01	0.27	5	55.95
	6294	1.2013	2.51	3.32	24.40	2.51	3.34	24.85	0.00	0.02	0.45	9	101.10
	6295	1.2013	2.00	2.29	12.66	2.11	2.26	6.64	0.11	-0.03	-6.03	7	84.84
	6305	1.2013	4.01	4.59	12.64	3.43	4.22	18.72	-0.58	-0.37	6.08	8	89.54
6320	6319	1.2013	4.41	5.06	12.85	4.04	4.61	12.36	-0.37	-0.45	-0.48	12	96.51
	6312	1.2013	5.12	5.48	6.57	5.53	5.92	6.59	0.41	0.44	0.02	8	179.10
	6328	1.2013	5.96	6.38	6.58	5.96	6.35	6.14	0.00	-0.03	-0.44	6	40.30
	404	1.2013	5.71	8.20	30.37	5.71	8.21	30.45	0.00	0.01	0.08	10	162.00
	6326	1.2013	1.51	1.87	19.25	1.50	1.86	19.35	-0.01	-0.01	0.10	13	163.17
	6313	1.2013	3.40	3.62	6.08	3.39	3.60	5.83	-0.01	-0.02	-0.24	12	-35.48
	97	1.2013	2.54	2.74	7.30	2.55	2.73	6.59	0.01	-0.01	-0.71	9	44.88
	6326	1.2013	1.51	1.87	19.25	1.50	1.86	19.35	-0.01	-0.01	0.10	11	151.14
	6316	1.2013	1.41	1.90	25.79	2.02	2.27	11.01	0.61	0.37	-14.78	10	80.79
	6327	1.2013	2.12	2.29	7.42	3.03	3.28	7.62	0.91	0.99	0.20	12	82.04
	6325	1.2013	2.56	2.75	6.91	2.53	2.71	6.64	-0.03	-0.04	-0.27	11	72.28
6321	6314	2.2014	5.09	5.45	6.61	5.54	5.93	6.58	0.45	0.48	-0.03	4	29.59
	6313	2.2014	3.39	3.61	6.09	3.83	4.09	6.36	0.44	0.48	0.26	6	31.33
	6319	2.2014	4.96	6.10	18.69	4.94	6.07	18.62	-0.02	-0.03	-0.07	10	-19.57
	6328	2.2014	7.64	8.16	6.37	7.65	8.17	6.36	0.01	0.01	-0.01	10	-95.64
	6329	2.2014	3.21	4.24	24.29	3.22	4.29	24.94	0.01	0.05	0.65	10	34.80
	6312	2.2014	5.52	5.91	6.60	4.26	4.57	6.78	-1.26	-1.34	0.18	12	62.23
	97	2.2014	2.55	2.74	6.93	2.12	2.29	7.42	-0.43	-0.45	0.49	9	19.43
6336	6329	12.2013	2.60	4.43	41.31	3.21	4.24	24.29	0.61	-0.19	-17.02	6	91.48
	6328	12.2013	6.84	7.84	12.76	7.64	8.16	6.37	0.80	0.32	-6.38	12	233.50
	6335	12.2013	4.83	5.54	12.82	4.68	5.00	6.40	-0.15	-0.54	-6.42	8	33.06
	6334	12.2013	3.80	4.66	18.45	3.43	4.21	18.53	-0.37	-0.45	0.07	12	165.43
6343	6335	2.2014	4.68	5.00	6.40	4.67	5.00	6.60	-0.01	0.00	0.20	10	30.58
	6334	2.2014	3.43	4.21	18.53	4.25	4.54	6.39	0.82	0.33	-12.14	10	70.10
	6337	2.2014	2.54	2.74	7.30	2.55	2.75	7.27	0.01	0.01	-0.03	10	38.45
	6333	2.2014	2.80	3.22	13.04	2.65	3.27	18.96	-0.15	0.05	5.92	10	85.83
	6341	2.2014	1.70	1.83	7.10	1.68	1.81	7.18	-0.02	-0.02	0.08	10	86.92
	6332	2.2014	2.12	2.29	7.42	2.56	2.75	6.91	0.44	0.46	-0.51	10	-2.36
	6345	2.2014	2.12	2.29	7.42	2.01	2.30	12.61	-0.11	0.01	5.19	10	91.33
6396	6407	1.2013	5.95	6.38	6.74	5.25	6.00	12.50	-0.70	-0.38	5.76	23	36.98
	6406	1.2013	7.22	7.74	6.72	6.46	7.39	12.58	-0.76	-0.35	5.87	9	-14.76
	6359	1.2013	1.88	2.91	35.40	2.43	2.78	12.59	0.55	-0.13	-22.81	9	75.42
	418	1.2013	2.42	2.78	12.95	1.07	3.17	66.25	-1.35	0.39	53.30	7	63.59
	6341	1.2013	2.13	2.29	6.99	2.55	2.73	6.59	0.42	0.44	-0.39	5	-12.97
	6340	1.2013	2.03	2.32	12.50	2.14	2.28	6.14	0.11	-0.04	-6.36	14	90.56
	98	1.2013	4.67	5.00	6.60	4.82	5.52	12.68	0.15	0.52	6.08	11	87.99
	6344	1.2013	2.12	2.29	7.42	2.42	2.78	12.95	0.30	0.49	5.53	11	65.31
	6361	1.2013	4.93	6.06	18.65	5.64	6.46	12.69	0.71	0.40	-5.95	12	59.77
	6436	1.2013	2.81	3.23	13.00	2.82	3.21	12.15	0.01	-0.02	-0.85	7	4.95
	6435	1.2013	2.55	2.75	7.27	2.53	2.71	6.64	-0.02	-0.04	-0.63	5	25.81
	6366	1.2013	2.12	2.29	7.42	2.42	2.78	12.95	0.30	0.49	5.53	5	18.48
110	6455	1.2013	3.38	3.61	6.37	3.39	3.60	5.83	0.01	-0.01	-0.54	6	29.41
	6454	1.2013	2.54	2.74	7.30	2.53	2.71	6.64	-0.01	-0.03	-0.66	7	21.25
	6456	1.2013	5.96	6.38	6.58	5.11	5.47	6.58	-0.85	-0.91	0.00	11	-11.13
	6440	1.2013	3.82	4.08	6.37	3.82	4.07	6.14	0.00	-0.01	-0.23	6	-13.71
	6439	1.2013	2.55	2.74	6.93	2.14	2.28	6.14	-0.41	-0.46	-0.79	8	40.94
	6438	1.2013	2.96	3.16	6.33	2.96	3.17	6.62	0.00	0.01	0.30	7	-0.57
	6442	1.2013	3.84	4.10	6.34	4.25	4.53	6.18	0.41	0.43	-0.16	11	55.93
	6441	1.2013	2.96	3.16	6.33	2.96	3.17	6.62	0.00	0.01	0.30	5	-17.30
	6434	1.2013	0.84	0.90	6.67	0.85	0.92	7.61	0.01	0.02	0.94	5	32.08

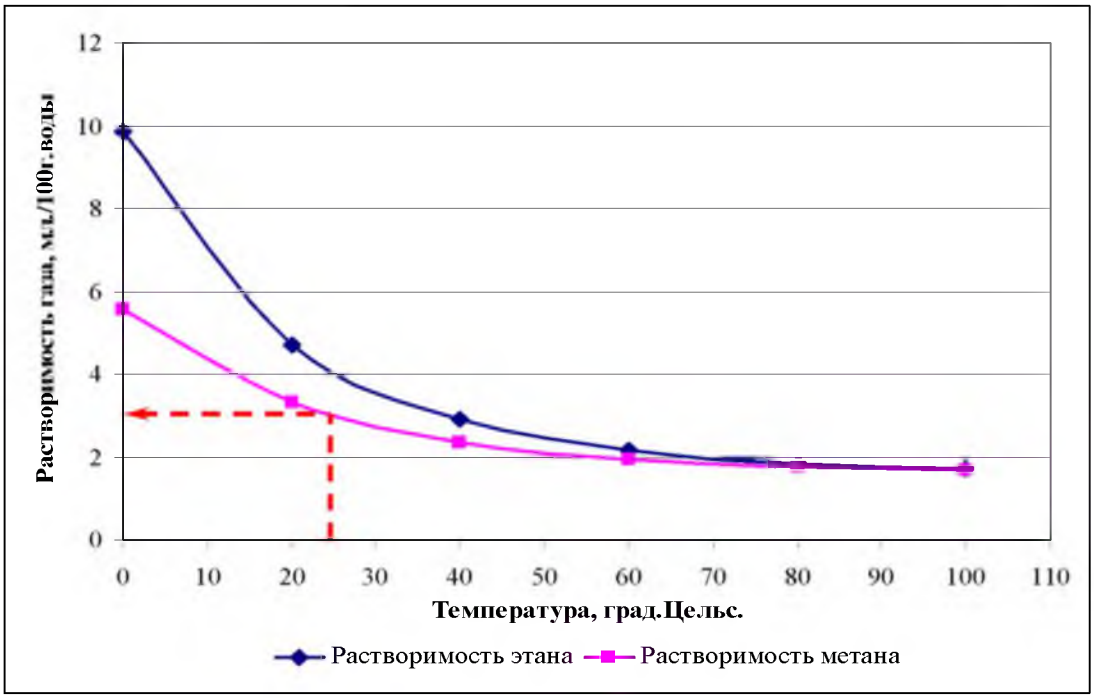
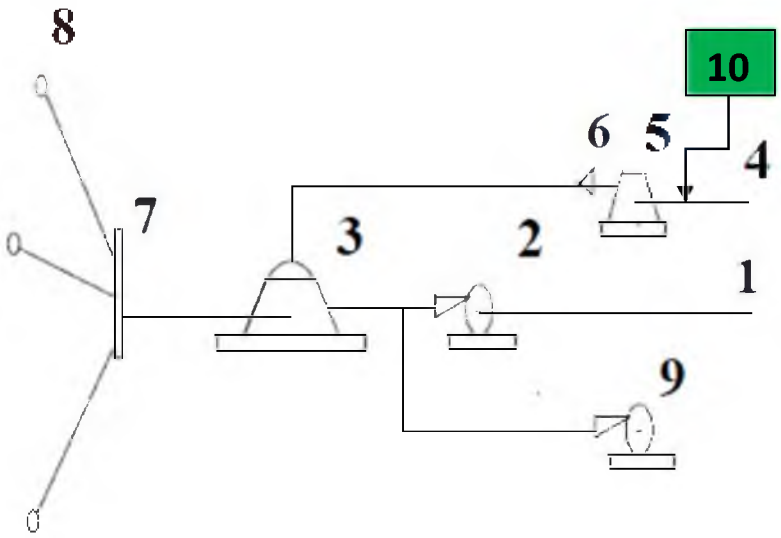


Рисунок 2.19 – Растворимость некоторых газов в воде при нормальных условиях

Существенным преимуществом технологии ВГВ, практикуемой в настоящее время в ЗАО «Алойл», является отсутствие ограничений по составу закачиваемого газа, к примеру, можно закачивать сухой газ, обогащенный, жирный газ, что очень важно для регулирования технологии увеличения нефтеотдачи. Газы могут доставляться в отдельных емкостях подвижного состава (автомобили) под значительным давлением. Для этих целей в существующую принципиальную схему технологии ВГВ предусмотрено, путем подключения к системе подачи газа, приобщить мобильный дозатор альтернативного газа (МДАГ) (рисунок 2.20).



1-водовод технического водоснабжения; 2-подпорный насос; 3-насосно-бустерная установка; 4-газопровод от источника газа;5-дожимной компрессор; 6-регулятор давления; 7 - водораспределительный блок (ВРБ); 8-нагнетательные скважины; 9-блочная дозаторная установка типа Бр-10; 10-мобильный дозатор альтернативного газа (МДАГ)

Рисунок 2.20 – Схема варианта реализации ВГВ по технологии с возможностью подачи альтернативного газа

Данная модернизация не требует значительных капитальных вложений и сложных преобразований существующей схемы, а главное позволяет регулировать качеством и составом водогазовой смеси для повышения эффективности нефтевытеснения. Объем свободного газа за счет введенного с поверхности в пластовых условиях определяется коэффициентом растворимости в нефти и предельным коэффициентом насыщения. Причем избыток образующегося свободного газа не препятствует эффективному нефтевытеснению.

В качестве альтернативного газа, как уже упоминалось выше, можно использовать:

- сухой газ с повышенным процентным содержанием метановой фракции;
- обогащенный газ;
- жирный газ, вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ),
- диоксид углерода (CO_2), но как обладающий недостаточной эффективностью в данной технологии.

Важно отметить, что данный вопрос достаточно доступно на данный момент может решаться. Предлагаемый подход позволяет с поверхности управлять и регулировать составом газа, например, газ может быть доставлен с другого месторождения, или же путем сжижения попутного нефтяного газа, добываемого на Алексеевском месторождении.

Влияние на нефтеотдачу вышеприведенных газообразных рабочих агентов изучено многими исследователями. Например, в работе [6] установлено, что на безводную нефтеотдачу большее влияние оказывает доля CO_2 в потоке, а на конечную – общий объем закачанного CO_2. В работах [60, 76] исследования направленные на оценку КИН по различным вариантам ВГВ показали, что максимальные показатели эффективности были достигнуты при нагнетании в пласт комбинированных смесей диоксида углерода и попутного нефтяного газа (рисунок 2.21).

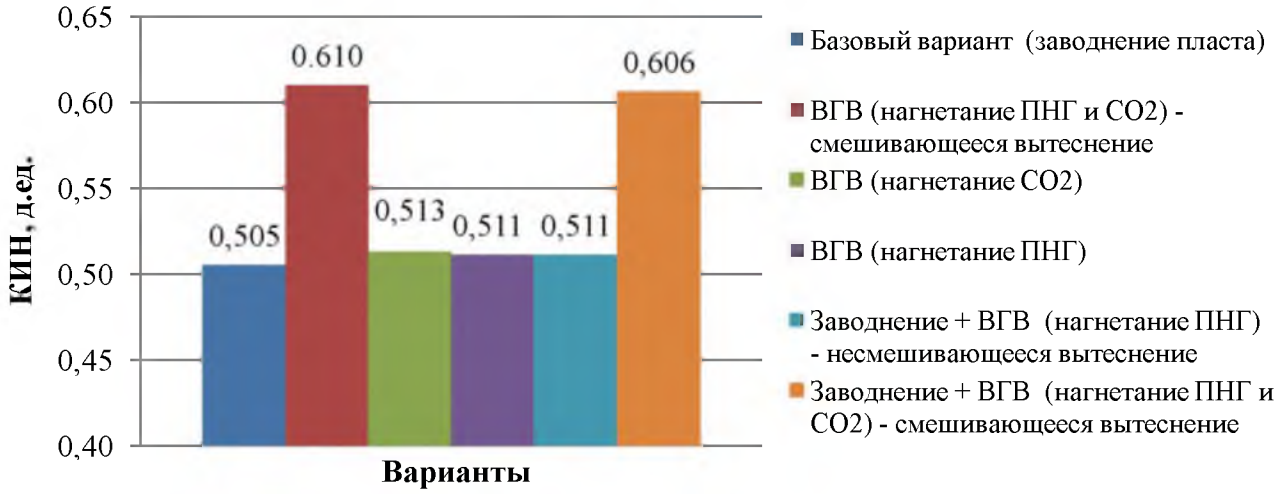


Рисунок 2.21 – Результаты работы [54]. Значения КИН по вариантам

Отметим также, что важное преимущество закачки жирного газа, кроме снижения вязкости нефти, состоит и в его высоких отмывающих способностях, за счет чего возможно достижение высокого коэффициента вытеснения. Однако процесс взаимодействия нефти и газа при нагнетании в пласт жирных газов, содержащих значительное количество компонентов (C_2 – C_6), носит более сложный характер. Физическая сущность процесса заключается в том, что во время перемещения в пласте нефть и жирный газ могут подвергаться существенным изменениям вследствие конденсации компонентов газа в нефти и явлений обратного испарения. В зависимости от пластовых условий и исходного состава системы нефть может вытесняться как в критических, так и некритических условиях. При критическом вытеснении между нефтяной и газовой зонами образуется смесь углеводородов, находящихся в данных условиях в пласте в области выше критической (рисунок 2.22).

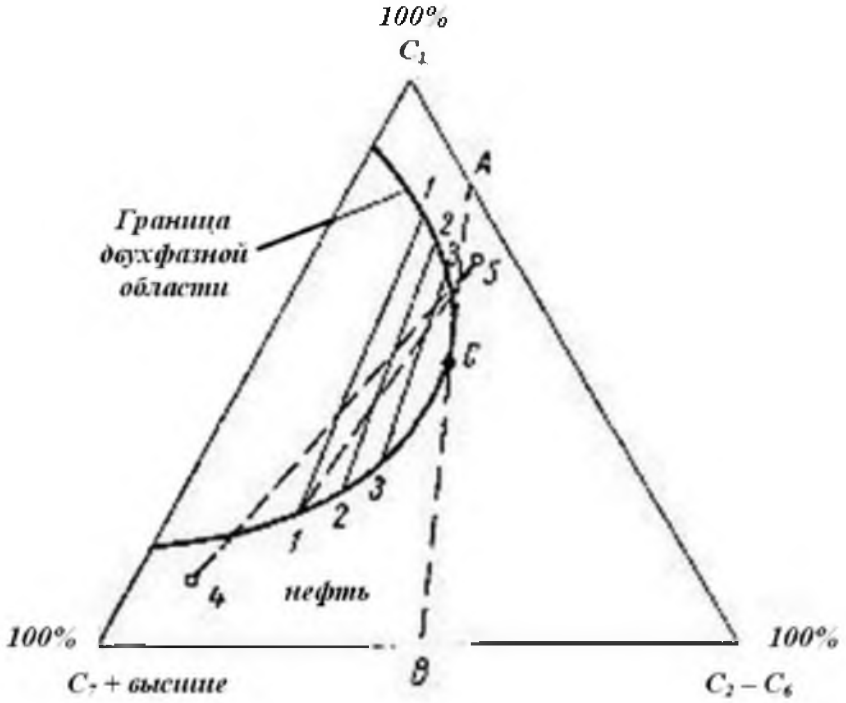


Рисунок 2.22 - Схема возникновения критических условий вытеснения нефти при нагнетании в пласт газов, богатых тяжелыми компонентами (1-1, 2-2, 3-3 - пути перехода смеси из одного состояния в другое при взаимодействии нагнетаемого газа с нефтью) [30]

В таком случае нефть вытесняется газом в условиях, когда отсутствуют мениски на разделе фаз и нефтеотдача может быть повышена до значений, близких к 100%. Допустим, жирный газ (точка 5) вытесняет в пласте нефть (точка 4). При их контакте газ теряет часть своих тяжелых компонентов и приходит в равновесие с нефтью,

обогатившейся новыми компонентами (точки 1-1 на кривых составов насыщенного пара и насыщенной жидкости). В последующем при контакте с новыми порциями газа, имеющего исходный состав, эта нефть все больше обогащается углеводородами $C_2 – C_6$ и состав ее характеризуется точками 2, 3 и т.д. Этот процесс будет проходить до тех пор, пока состав нефти не станет таким, который при данных условиях находится в критической точке. Затем двухфазный поток перейдет в однофазный, и состав смеси будет изменяться вдоль пласта от области вытесняющего газа до области вытесняемой нефти без поверхности раздела. Таким образом, нефть в процессе нагнетания в пласт жирного газа, вытесняется средой, смешивающейся с нефтью. Для реализации такого процесса в практических условиях необходимо создание высоких давлений [30].

Выводы по главе 2

В результате выполненных исследований получен однозначный ответ о том, что нагнетание ВГС в нефтенасыщенную часть пласта для данных коллекторов и свойств пластовых флюидов более эффективно.

Обобщая проведенные исследования и результаты расчетов можно сделать вывод, что увеличение объема закачки газа до определенных оптимальных значений в составе водогазовой смеси позволит:

1) повысить величину коэффициента вытеснения нефти;

2) повысить эффективность утилизации попутного газа;

3) сократить время прорыва рабочего агента и замедлить во времени начало обводнения добывающих скважин.

Увеличение объемов закачки газа с технологией подмешивания в состав водогазовой смеси с целью повышения технологической и экономической эффективности в результате применения метода является оправданным мероприятием.

Внедрение в существующую схему ВГВ мобильного дозатора альтернативного газа (МДАГ) позволит повысить КИН путем управления и регулирования с поверхности составом газа и его объемом в газожидкостной смеси.

ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОСТОЯННЫХ И ПЕРИОДИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ ЗАКАЧКИ

3.1. Исследование выработки запасов нефти при циклическом и стационарном водогазовом воздействии на пласт

При водогазовом воздействии в продуктивном пласте происходит насыщение нефти газом, что делает нефть более подвижной, и соответственно, более легкоизвлекаемой. Подвижность нефти обратно пропорциональна величине динамической вязкости, следовательно, при большем насыщении нефти газом подвижность нефти возрастает. Предположительно можно утверждать о том, что постоянная закачка водогазовой смеси более благоприятно сказывается на процессах извлечения нефти повышенной вязкости, нежели циклическое водогазовое воздействие. Проверить данное суждение возможно только прибегнув к исследованиям на гидродинамической модели и данным показателей отбора нефти на объекте, поскольку оценить величину изменения вязкости в пластовых условиях не представляется возможным. С одной стороны это обусловлено отсутствием необходимых приборов и инструментов с другой - значительной продолжительностью процесса и трудозатратами в реальных условиях. При этом автор руководствовался анализом ранее опубликованных работ [7, 13, 18-23] по этой проблеме, а также методами изучения отдельных проблем технологии водогазового воздействия на модели [28].

3.1.1. Методика обоснования выбора модели участка для исследования гидродинамических характеристик пласта при ВГВ

Для этих целей была создана модель участка турнейского яруса Алексеевского месторождения. Моделирование проводилось с использованием пакета Tempest More версии 7.0.2 фирмы Roxar. Размеры модели - 2000 х 2000 м, которая включает три нагнетательные и четыре добывающие скважины. Ввиду трещиновато-поровой природы кизеловского горизонта использовалась модель двойной пористости. Начальные значения пластовых температур и давлений равны 25 ^{o}C, 11 МПа, соответственно. Моделируемый участок представляет собой чисто нефтяную зону. Плотность нефти в поверхностных условиях задана равной 0,878 т/м^3. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 14,7 мПа·с, газосодержание 18,5 м^3/т, давление начала разгазирования нефти 3 МПа.

Пласт имеет характеристики, типичные для кизеловского горизонта. Толщина пласта составляет 20 м, коэффициент песчанистости 0,6 д.ед., коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,7 д.ед. Коэффициенты проницаемости $K_x=K_y=K_z$ равны 0,05 мкм^2 и 0,001 мкм^2 для трещинной и поровой подсистем соответственно. Коэффициенты открытой пористости для этих подсистем составляют 0,12 д.ед. и 0,01 д.ед.

На модели рассчитывались два варианта стационарного и нестационарного водогазового воздействия. Объемы закачки воды и газа принимались следующие, соответственно: $q_в$ = 30 м^3/сут, $q_г$ = 5 м^3/сут - при постоянной закачке и $q_в$ = 60 м^3/сут, $q_г$ = 10 м^3/сут - на циклическом режиме (с периодом нагнетания 15 суток/месяц).

3.1.2. Результаты численных исследований

На рисунке 3.1 приведены графики изменения вязкости нефти во времени по вариантам стационарного и нестационарного воздействия. Напомним, что начальная вязкость нефти в расчетах принималась равной 14,7 мПа·с.

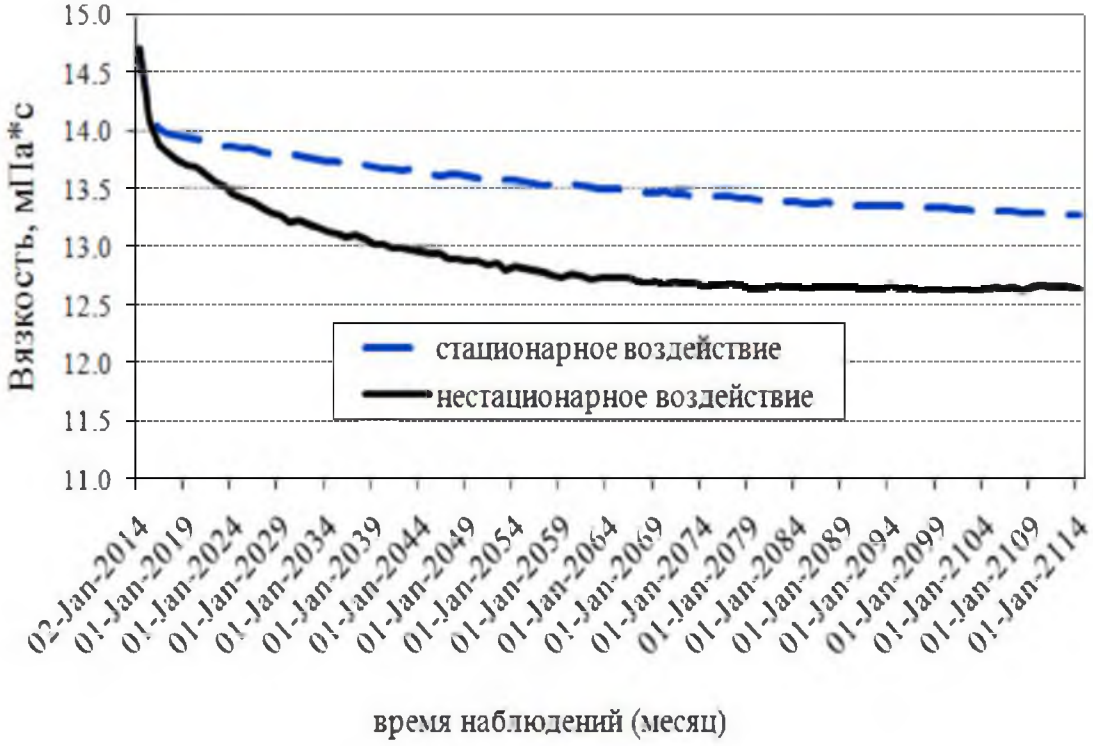


Рисунок 3.1 – Динамика изменения вязкости нефти по вариантам водогазового воздействия в постоянном и циклическом режимах

Результаты прогнозных расчетов показали, что при стационарной закачке водогазовой смеси происходит постоянное насыщение нефти газом, при этом происходит кратковременное пересыщение нефти газовой фазой, что обуславливает медленное снижение вязкости нефти в продуктивном пласте. При циклическом воздействии насыщение нефти газом в пласте носит импульсный характер и процесс перенасыщения нефти происходит значительно позднее. Кроме того, в ходе нестационарного воздействия работает механизм вовлечения в разработку запасов нефти низкопроницаемых зон пласта (рост коэффициента охвата пласта), в результате чего увеличивается объемная составляющая, подвергаемая воздействию газовой фазы с целью увеличения подвижности нефти. Таким образом, циклическое воздействие приобретает двойственный эффект: увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет внедрения ВГС в зоны пласта, ранее не охваченные воздействием и увеличение коэффициента вытеснения за счет насыщения нефти газом.

Для кизеловского горизонта Алексеевского месторождения проводилось лабораторное моделирование процесса вытеснения нефти водопроводной водой [34], в результате которых была получена зависимость коэффициента вытеснения нефти от ее подвижности, которая имеет вид, представленный на рисунке 3.2. Из рисунка видно, что подвижность нефти растет при ее значениях равной 0,002 мкм^2/мПа·с и более, при этом величина Квыт, равная до 0,4 д.ед. растет интенсивно, а затем интенсивность роста снижается приближаясь к линейной зависимости.

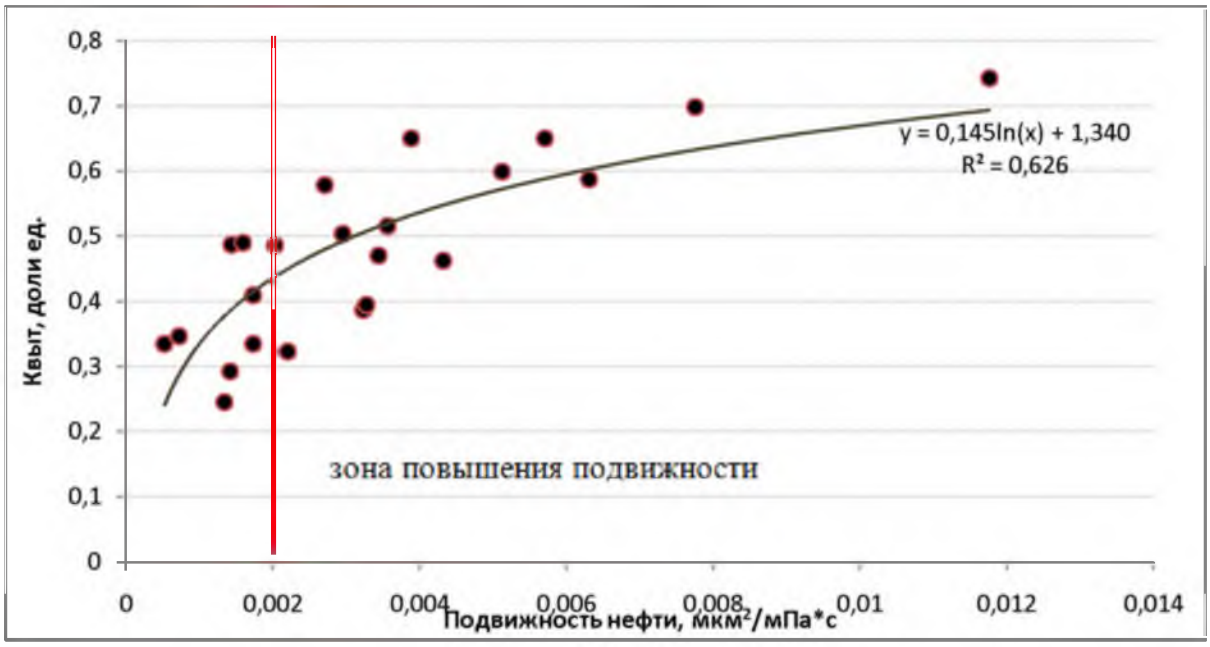


Рисунок 3.2 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от коэффициента подвижности для кизеловского горизонта Алексеевского месторождения [34]

Используя ранее известные подходы перевода подвижности нефти на водогазовую смесь [20], построим новую зависимость подвижности пластовой нефти от коэффициента вытеснения с учетом введенного объема газа. С учетом снижения динамической вязкости, в результате воздействия на пласт водогазовой смесью, пересчетным путем используя методику, представленную в работе [20], были получены аналогичные зависимости для нестационарного и стационарного ВГВ. На рисунке 3.3 представлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от коэффициента подвижности для различных режимов закачки ВГС.

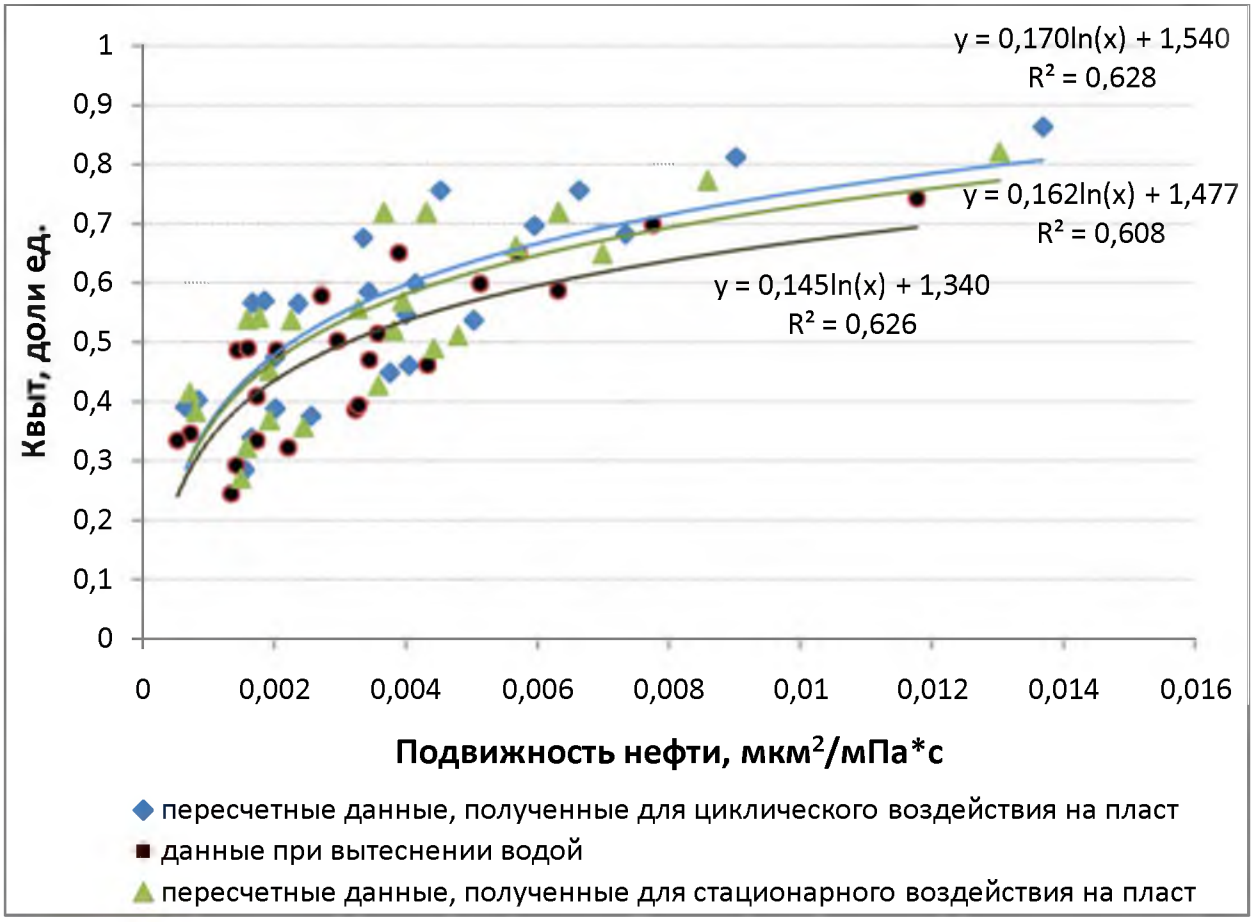


Рисунок 3.3 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водогазовой смесью на различных режимах и водой от коэффициента подвижности для кизеловского горизонта Алексеевского месторождения

Когда фильтруется только вода, то интенсивность отбора обусловлена только вытесняющими свойствами воды, когда же в процесс вытеснения добавляется газ (ВГС), то происходит изменение подвижности нефти за счет насыщения ее газом. Более интенсивное изменение подвижности нефти в последнем случае обуславливает более

полное вытеснение. Важно отметить, что при циклическом воздействии на пласт происходит наилучшее (среди рассмотренных методов) вытеснение нефти, численное превосходство которого, рассчитанное по формуле (3.1) выражается величиной 4,8 %.

$$\Delta К_{выт} = \frac{(K_{выт}^{ЦВГВ} - K_{выт}^{СВГВ})}{K_{выт}^{ЦВГВ}} * 100, \quad \% \qquad (3.1)$$

На рисунке 3.4 представлены основные показатели эксплуатации по двум расчетным вариантам (стационарное и нестационарное ВГВ), по результатам которых видно, что более лучшие показатели характерны для нестационарного водогазового воздействия. Математическая обработка зависимости коэффициента вытеснения от подвижности нефти (П) для циклического воздействия имеет вид:

$$Квыт = 0.1707\ln(П) + 1.5401 \text{ с } R^2 = 0.6283,$$

а для стационарного воздействия:

$$Квыт = 0.1624\ln(П) + 1.4779 \text{ с } R^2 = 0.6084$$

Это подтверждается и данными изменения величины КИН по расчетным вариантам (таблица 3.1).

На рисунке 3.4,а по динамике изменения дебита выделяется три зоны:

I зона - в пласте происходит интенсивное вытеснение, как при стационарном, так и при периодическом режиме воздействия. Процентное расхождение величины дебита нефти за этот период в среднем составляет δq_I 7 %.

II зона - зона активного подключения низкопроницаемых пропластков. На данном этапе наблюдается явное преимущество нестационарного метода. Процентное расхождение величины дебита нефти за этот период в среднем составляет δq_{II} 63 %.

III зона - зона пассивного (затухающего) отбора, когда происходит отмывание породы в удаленных областях призабойной зоны скважины. На данном этапе вытеснение нефти ухудшается, в основном происходит фильтрация водной фазы. Процентное расхождение величины дебита нефти за этот период в среднем составляет δq_{III} менее 40 %.

Кроме того, по динамике изменения обводненности (рисунок 3.4,в) также можно выделить три зоны обводнения.

I зона - зона интенсивного внедрения методов, начало обводнения скважины. На стационарном режиме закачки наблюдается скоротечное прорывное обводнение скважины и более сдержанное обводнение при периодическом ВГВ.

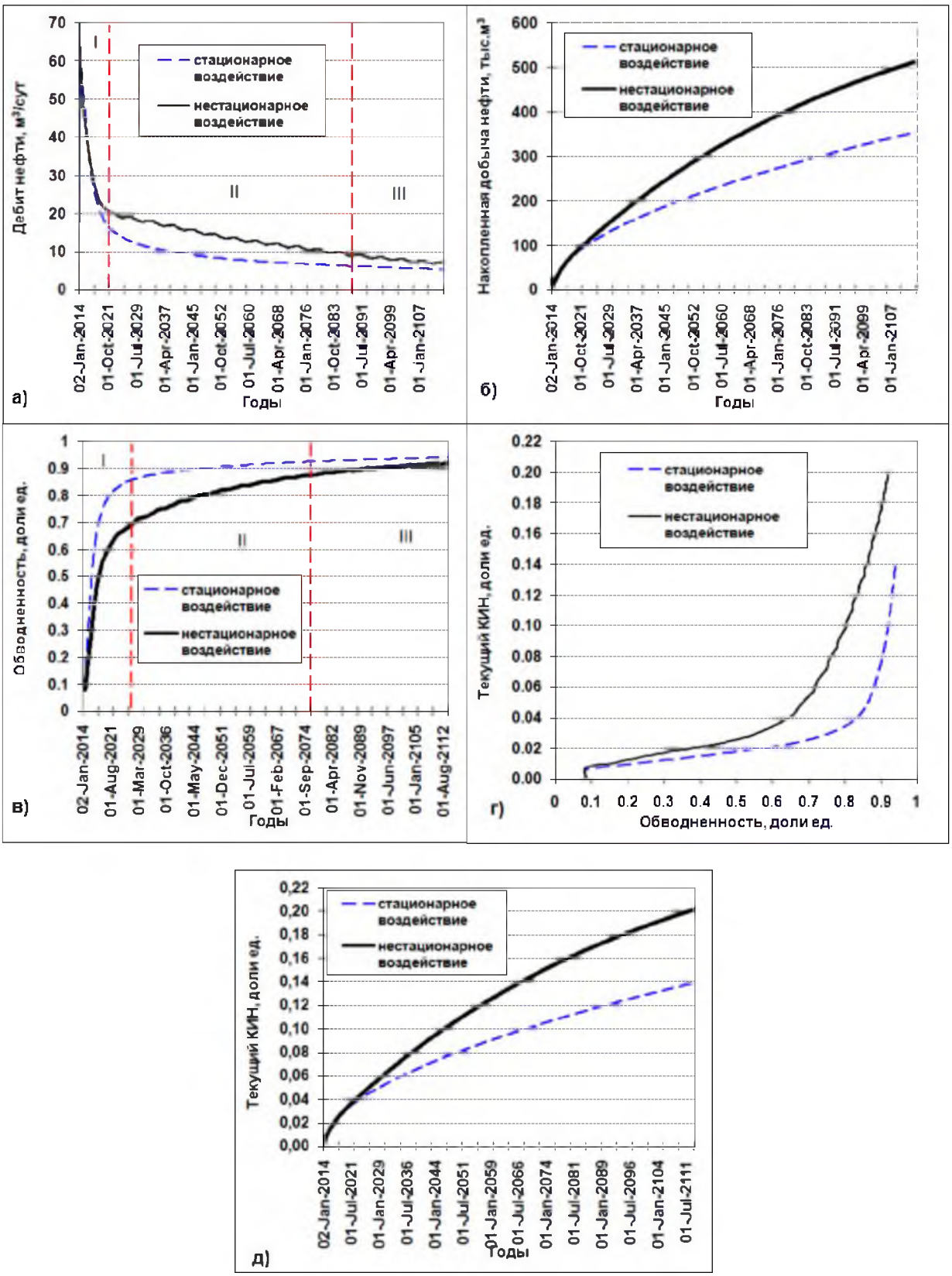


Рисунок 3.4 - Динамика основных показателей эксплуатации по двум расчетным вариантам

II зона - зона обводнения скважины по высокопроницаемым пропласткам. Обводнение при нестационарном режиме происходит менее интенсивно в связи с подключением низкопроницаемых участков пласта.

III зона - эффективность методов минимальна, выполаживание кривых обводненности свидетельствует о преимущественной фильтрации водной фазы - промывании пласта закачиваемой жидкостью.

Таблица 3.1

КИН по результатам моделирования

Параметр	Стационарное ВГВ	Нестационарное ВГВ
КИН, доли ед.	0,139	0,201

Принимая коэффициент сетки, равным единице, можно представить КИН следующим выражением:

$$КИН = Квыт \cdot Кохв \quad (3.2)$$

Величина коэффициента вытестнения получена по зависимостям рисунка 3.3 для нестационарного ВГВ Квыт = 0,556, для стационарного ВГВ Квыт = 0,536. Обобщение КИН по результатам моделирования позволило получить следующие значения коэффициента охвата пласта, используя данные, приведенные в таблице 3.1:

- при нестационарном ВГВ: 0,201=0,556·Кохв =>Кохв=0,362 доли ед.,
- при стационарном ВГВ: 0,139=0,536·Кохв =>Кохв=0,259 доли ед.

Согласно полученным результатам, видно, что эффективность ВГВ, обусловленная увеличением коэффициента вытеснения в большей мере обеспечивается за счет снижения вязкости нефти, в то время как в увеличении коэффициента охвата большую роль играет нестационарность технологии воздействия.

Графики демонстрируют явное преимущество циклического воздействия на пласт. Таким образом, в ходе нестационарного водогазового воздействия имеет место совмещение процессов, заключающихся в вовлечении в разработку низкопроницаемых зон пласта и увеличении эффективности целевого воздействия газовой фазы.

3.2. Эффективность закачки водогазовой смеси на различных режимах

Рассмотрим различные варианты водогазового воздействия во времени на гидродинамической модели пласта участка турнейского яруса Алексеевского месторождения. На модели рассчитывались три варианта нестационарного водогазового воздействия:

1. закачка ВГС в течение 5 дней одного месяца;

2. закачка ВГС в течение 10 дней одного месяца;

3. закачка ВГС в течение 15 дней одного месяца.

На всех режимах в продуктивный пласт закачивались одинаковые объемы газожидкостной смеси. Результаты теоретических исследований представлены на рисунках 3.5-3.7 и в таблице 3.2.

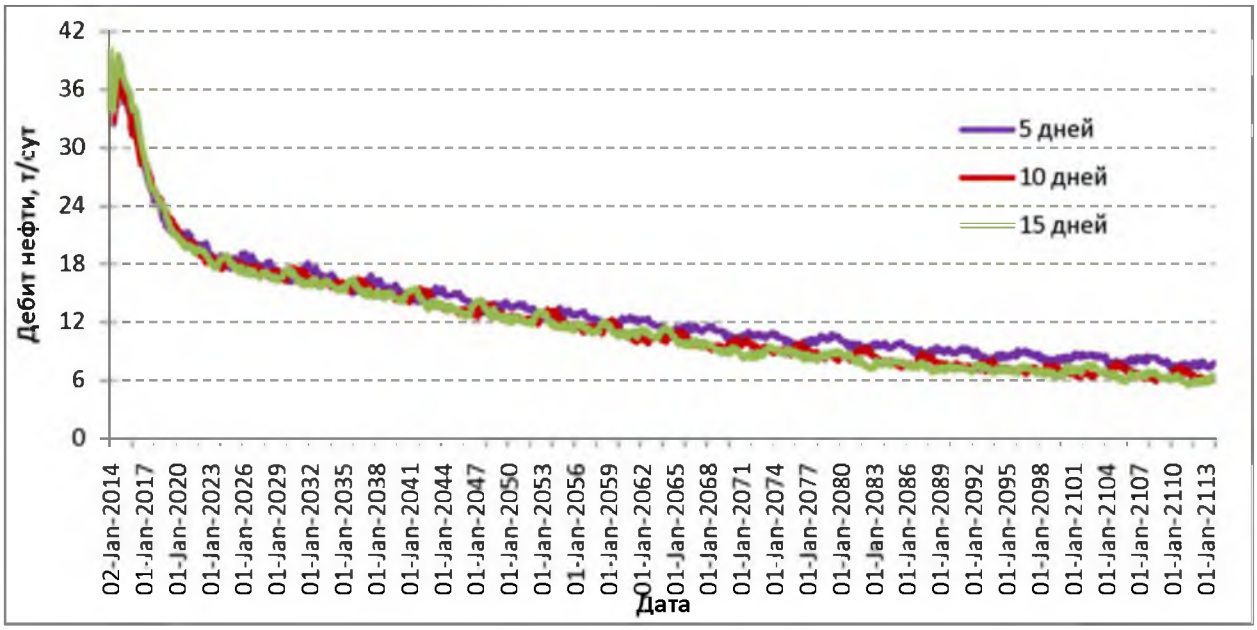


Рисунок 3.5 - Динамика дебита нефти по расчетным вариантам

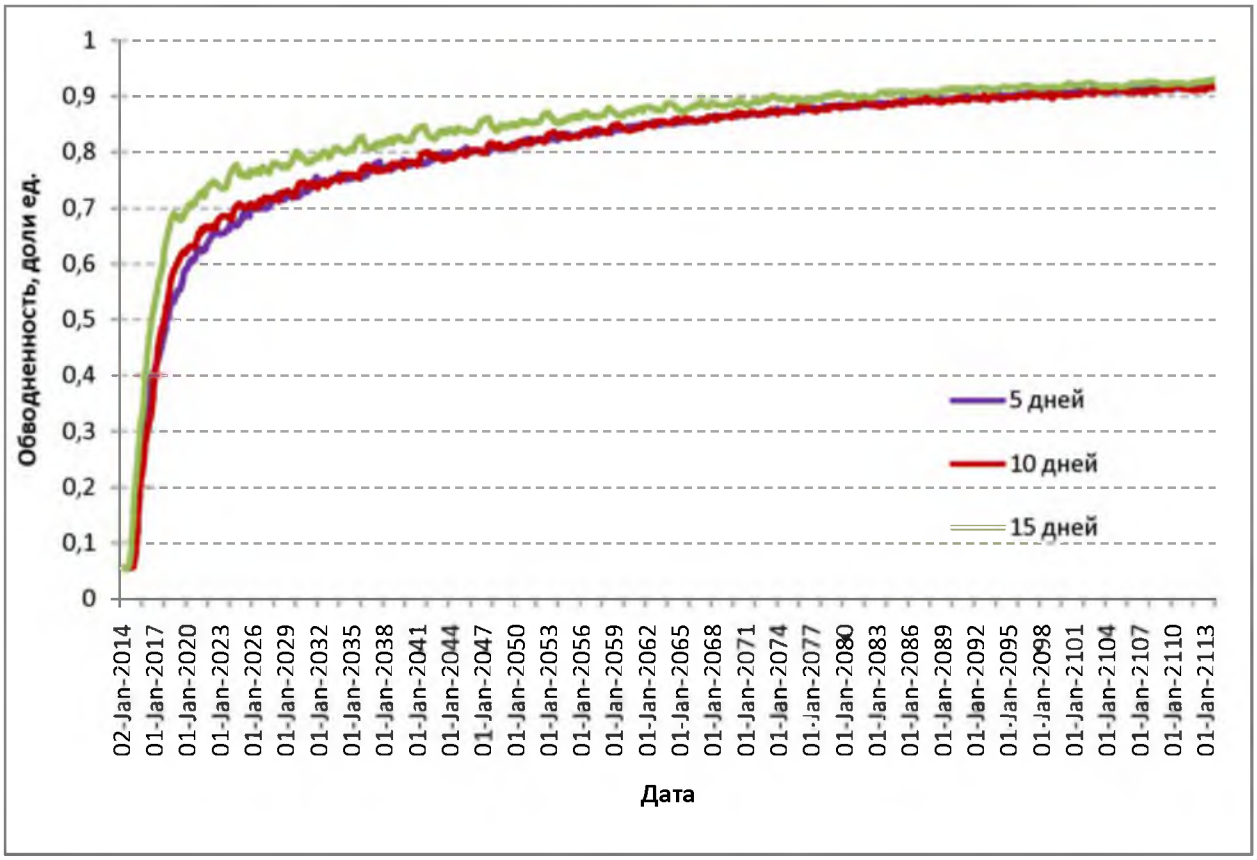


Рисунок 3.6 - Динамика обводненности по расчетным вариантам

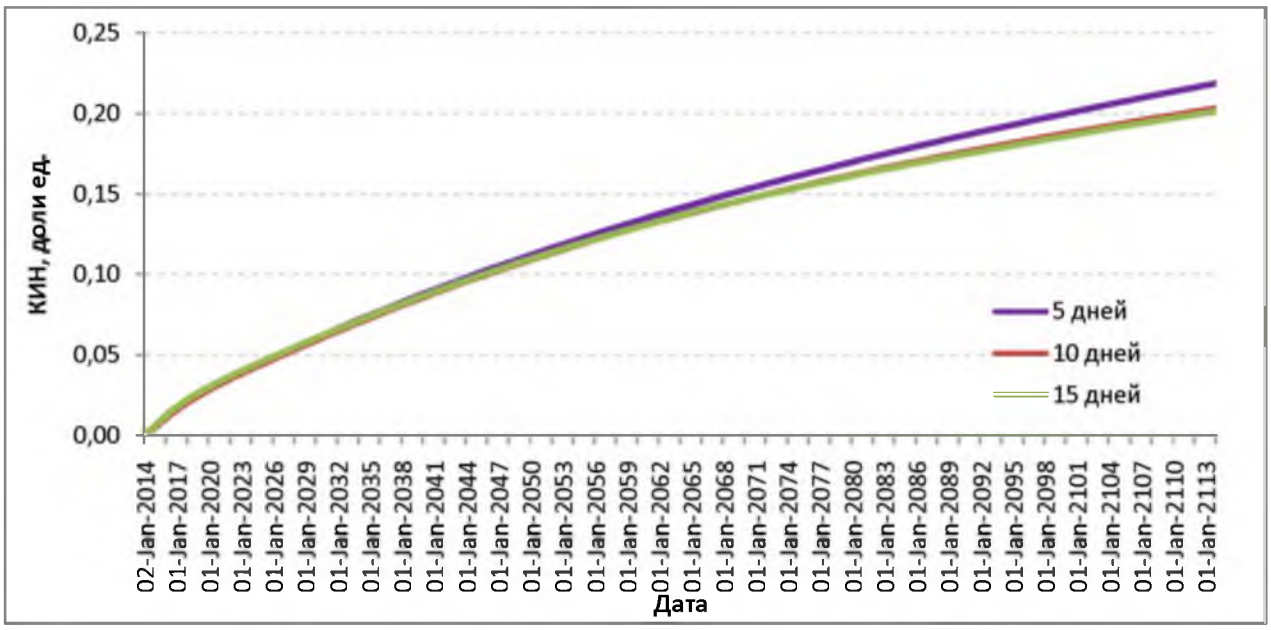


Рисунок 3.7 - Динамика КИН по расчетным вариантам

Таблица 3.2

КИН по расчетным вариантам на трех режимах (по результатам моделирования)

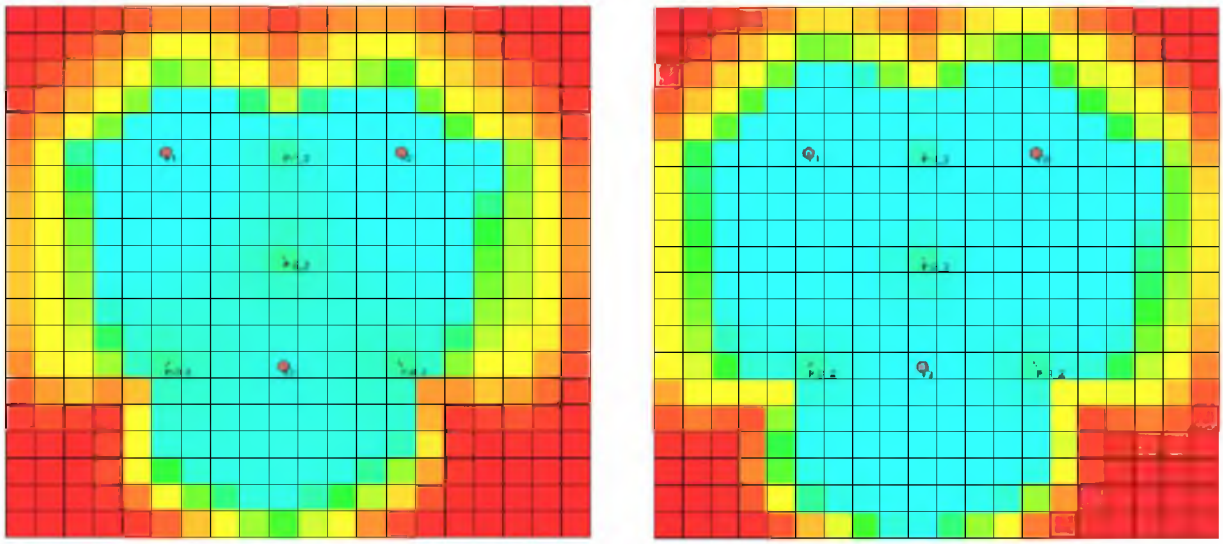
Режим	5 дней	10 дней	15 дней
КИН, доли ед.	0,219	0,203	0,201

Результаты демонстрируют о том, что краткосрочное водогазовое воздействие в условиях Алексеевского месторождения позволяет добыть больше нефти. В результате закачки большого объема газа в течение пяти дней происходит насыщение нефти, перераспределение давления между пропластками с контрастной проницаемостью. Таким образом, значительное снижение вязкости нефти в пластовых условиях делает флюид более подвижным и способствует более легкому извлечению его на поверхность, а перераспределение давления позволяет не только вовлечь менее продуктивные пропластки в процесс фильтрации, но и насытить газом дополнительный объем, который находился в низкопроницаемых областях.

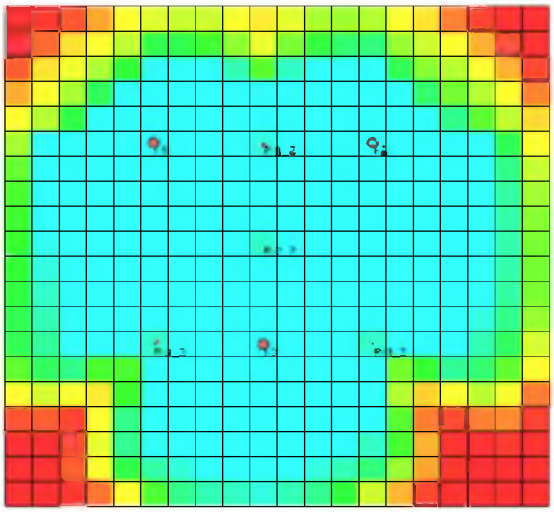
Как показывают модельные расчеты, увеличение продолжительности закачки до десяти дней с сокращением суточного объема закачки ослабевает эффективность ВГВ, нефтеотдача пласта снижается на 7,3 %, по сравнению с пятидневным периодом закачки газа. При увеличении продолжительности закачки до 15 дней нефтеотдача пласта снижается почти на 8,2 %, по сравнению с пятидневным периодом закачки газа. Это наглядно доказывает эффективность кратковременного возбуждения упругих сил пласта в неоднородных коллекторах и внедрение закачиваемого агента в низкопроницаемые

участки коллектора. При обратном цикле переток нефти с внедрившимся объемом закачиваемого агента эффективнее вытесняется из более проницаемых участков.

На рисунке 3.8 представлены поля вязкости пластовой нефти по всем вариантам на конец расчетного периода.



а) б)



в)

Вязкость нефти в пластовых условиях,мПа·с

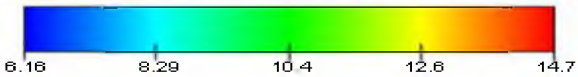


Рисунок 3.8 - Поля динамической вязкости нефти в пластовых условиях по вариантам:

а) закачка в течение 15 дней
б) закачка в течение 10 дней
в) закачка в течение 5 дней

Кроме того, рисунок 3.8 наглядно демонстрирует значительное снижение вязкости по площади модельного участка для варианта с продолжительностью закачки газа 5 дней, что способствует большей нефтеотдаче. С ростом продолжительности времени воздействия газом появляется его излишек в пласте, закачка ВГС становится непродуктивной, газ прорывается к забоям добывающих скважин и эффективность ВГВ уменьшается.

Таким образом, теоретически установлено, что нестационарное водогазовое воздействие носит комплексный эффект повышения КИН за счет роста коэффициента вытеснения увеличением подвижности пластовой нефти, и повышением коэффициента охвата за счет цикличности метода. Кроме того, краткосрочное воздействие большим объемом газа позволяет на 7 % и более повысить нефтеотдачу пласта. Полученные данные достаточно близко согласуются с данными по циклической закачке водной фазы, показанные в работах Сургучева М.Я., Хисамутдинова Н.И., Владимирова И.В. Отличие состоит в том, что при закачке водогазовых смесей, автором изучены и установлены новые явления от проявления водогазовой смеси в механизме вытеснения за счет нестационарного роста подвижности нефти и коэффициента охвата.

3.3. Оценка интенсивности воздействия на пласт закачкой водогазовой смеси в циклическом режиме

В ходе проведения теоретических исследований на модели было получено, что регулирование продолжительностью ВГВ позволяет повысить конечную нефтеодачу пласта без дополнительных экономических затрат. Рассмотрим эффективность водогазового воздействия на Алексеевском нефтяном месторождении ЗАО «Алойл». В данном случае особый интерес вызывает локальность воздействия на пласт по времени. Анализ промысловых данных по нагнетанию воды и газа показал, что закачка газа осуществляется поэтапно. На рисунке 3.9 показана динамика закачки газа в семь нагнетательных скважин, участвующих в ВГВ и среднее значение объема закачиваемой воды, приходящееся на одну скважину.

На графике наблюдается волнообразное воздействие газа на пласт. При этом циклически происходит только подача газа в составе водогазовой смеси, нагнетание воды осуществляется в постоянном режиме. За всю историю реализации ВГВ на рассматриваемом объекте выделяется семь этапов воздействия:

1 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 10,6 тыс.м^3/сут;

2 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 6,0 тыс.м^3/сут;

3 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 4,8 тыс.м^3/сут;

4 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 5,0тыс.м^3/сут;

5 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 4,2 тыс.м^3/сут;

6 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 3,5 тыс.м^3/сут;

7 волна, средний суточный объем газа в ВГС составляет 2,0 тыс.м^3/сут.

Таким образом, отмечается угасающее во времени волновое водогазовое воздействие на залежь.

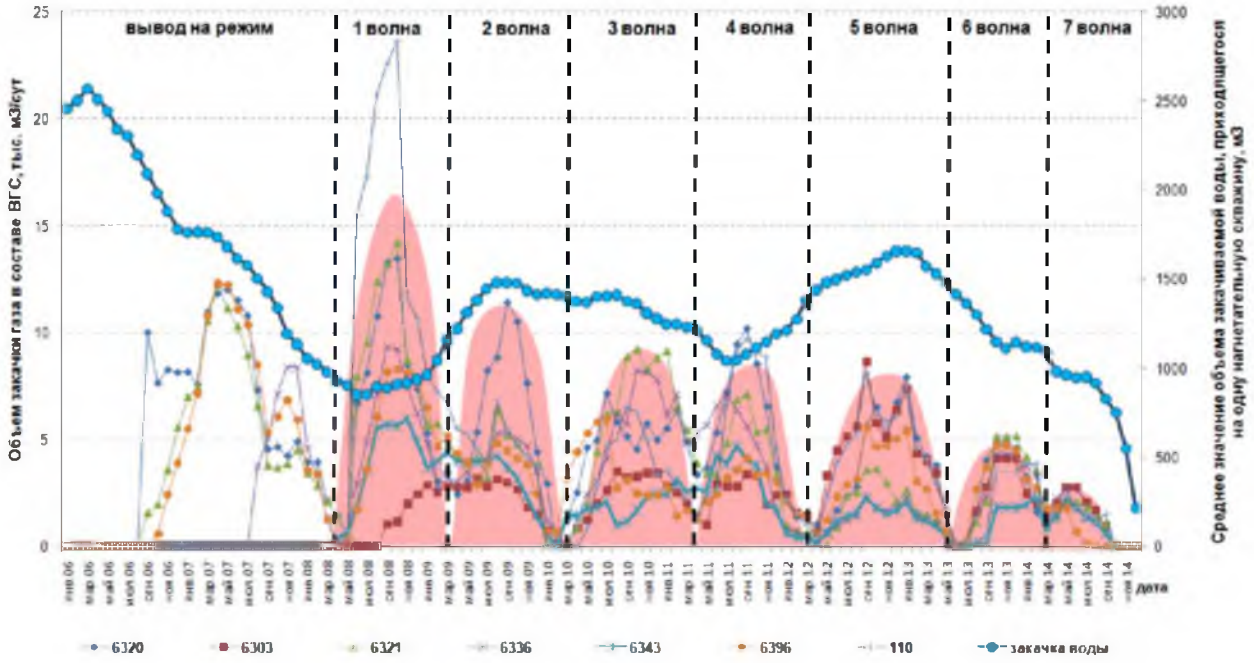


Рисунок 3.9 – Динамика закачки газа в составе ВГС в нагнетательные скважины Алексеевского месторождения и среднего значения удельного объема воды на одну скважину

Сопоставляя продолжительность водогазового воздействия в течение выделенных периодов с динамикой отбора флюидов (рисунок 3.10), установлено, что после очередной «волны» происходит нарастание отборов, которое затухает во времени до следующего импульса. По закладывающемуся линейному тренду наблюдается новый процесс - волновое воздействие, оказываемое на пласт с регулируемыми объемами нагнетания, которое для каждого объекта имеет индивидуальный характер. Это позволяет получить большую дополнительную добычу нефти, что доказывает эффективность нового способа реализации технологии ВГВ [25].

На рисунке 3.10 прослеживается снижение продолжительности закачки газа в составе газожидкостной смеси с каждой последующей волной. Так, после выхода на режим первая волна нагнетания ВГС характеризуется максимальной продолжительностью воздействия до 12 дней в одном месяце, вторая волна – до 10 дней в одном месяце, третья

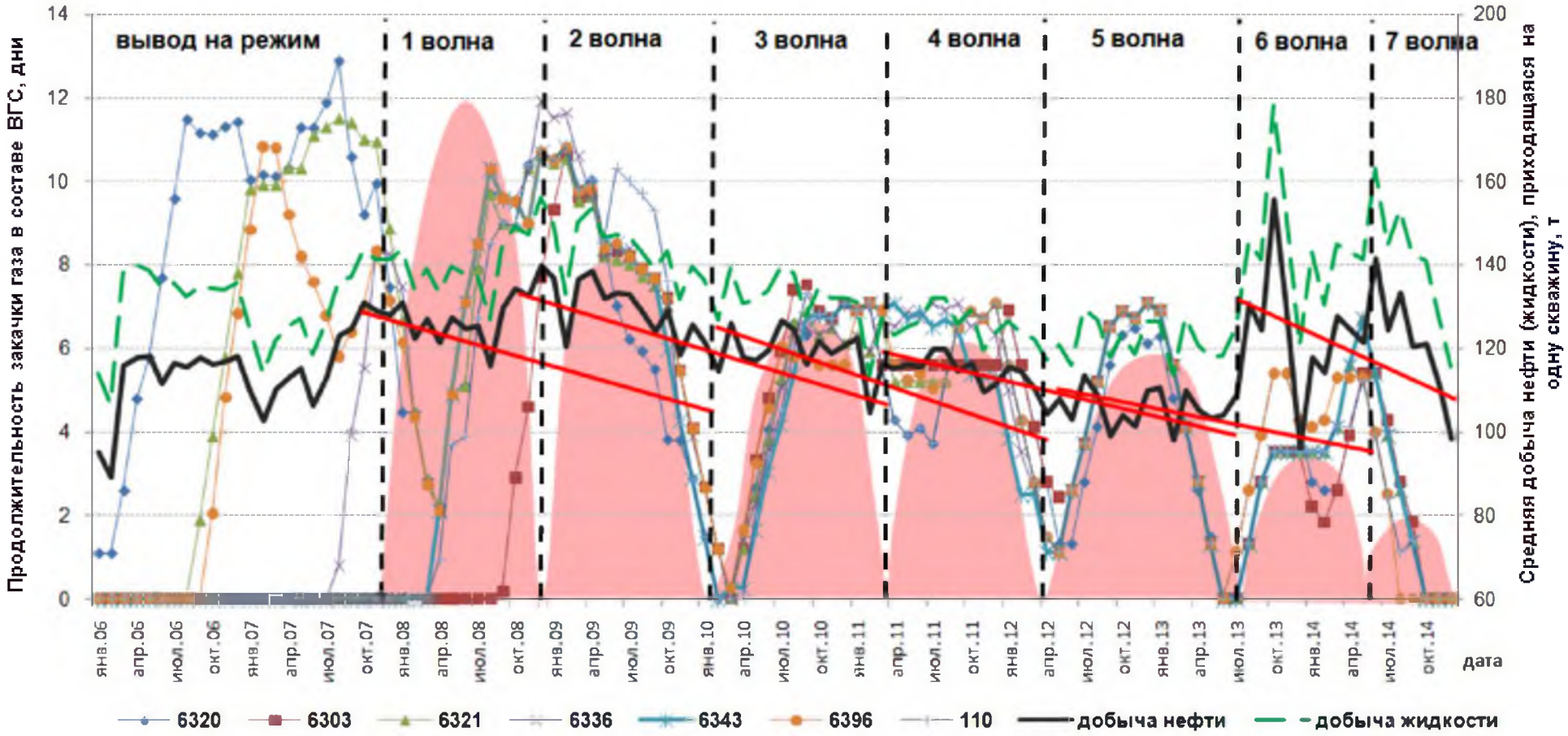


Рисунок 3.10– Динамика продолжительности закачки газа в составе ВГС в нагнетательные скважины Алексеевского месторождения и средней величины отбора нефти и жидкости, приходящегося на одну скважину

волна - до 7,5 дней в одном месяце, четвертая и пятая волны - до 7 дней в одном месяце, в диапазоне шестой волны продолжительность нагнетания газа в составе ВГС колеблется по отдельным скважинам от 2 до 7 дней, в среднем составляя 4 дня в одном месяце. Причем средняя продолжительность воздействия седьмой волны составила 2,5 дня в одном месяце.

При этом на рассматриваемом участке наблюдается устойчивая гидродинамическая связь между скважинами, что позволяет провести комплекс гидродинамических исследований по отдельным скважинам и по накопленным данным установить связь между продолжительностью нагнетания газа, расхода по нефти (газу) и времени эксплуатации и тем самым определить динамику реакции пласта на ВГВ.

Отметим, что максимальное увеличение нефтеотдачи проявляется в периоде четвертой волны, когда продолжительность воздействия минимальна.

Таким образом, при воздействии на пласт импульсным волновым способом одним из важных параметров является выбор оптимальной продолжительности нагнетания ВГС в течение одной волны. Осреднение величин отборов нефти за всю историю реализации ВГВ на Алексеевском месторождении в выделенных интервалах показало, что оптимальным диапазоном продолжительности нагнетания в пласт ВГС для рассматриваемых условий является 4-6 дней в одном месяце. Результаты представлены на рисунке 3.11. Укажем, что регулирование управлением технологией должно проводиться при пластовом давлении выше или близком к давлению насыщения нефти газом.

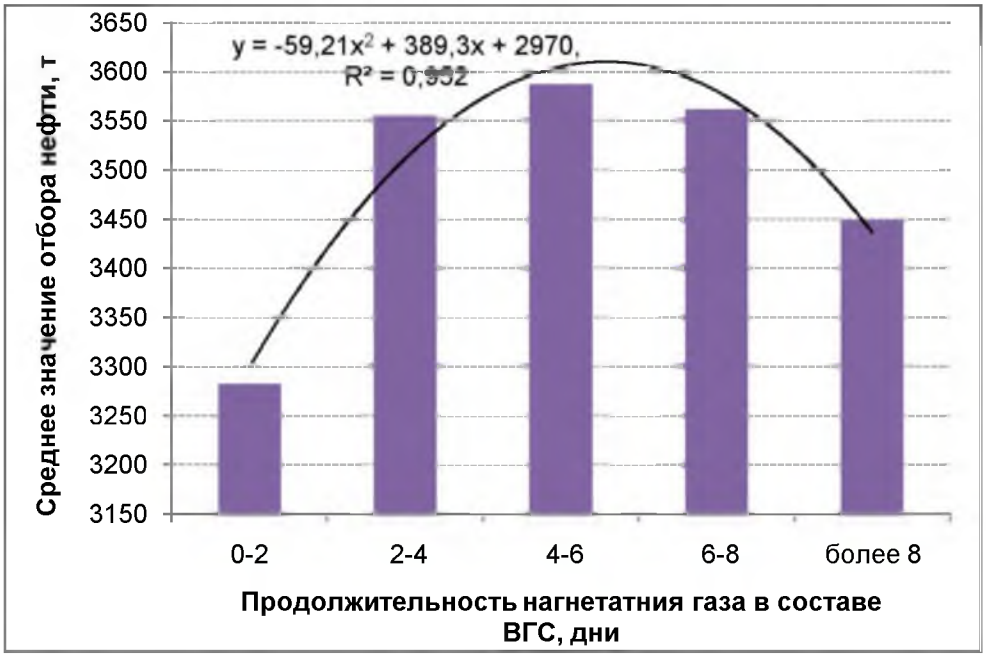


Рисунок 3.11 – Гистограмма среднего значения отбора нефти в зависимости от времени воздействия водогазовой смесью

Подобный пик эффективности может иметь объяснение в насыщении пластовых флюидов газом из ВГС при росте продолжительности нагнетания до 6 дней, при этом происходит снижение вязкости нефти и увеличение нефтедобычи. При дальнейшем росте начинает проявляться избыток газа в пласте и происходит прорыв ВГС к добывающим скважинам и эффективность ВГВ снижается. Момент прорыва газа можно зафиксировать, проводя регулярные исследования добывающих скважин, после чего рекомендуется их остановка для перераспределения газа в пластовых условиях.

3.4. О некоторых особенностях вытеснения нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов водогазовой смесью

В последние годы технологии водогазового воздействия (ВГВ) на пласт, для небольших по размерам и уровню отбора нефти месторождений с отсутствующими трубопроводными системами утилизации газа, развиваются в основном за счет отбора попутного газа из объекта и его утилизации в пласт, хотя, казалось бы, на первом плане стоит вопрос увеличения нефтеотдачи пласта. Поэтому в большей степени эти задачи решаются совместно. Конечно, более важным здесь является проблема оценки и применения водогазового воздействия с точки зрения эффективности использования данной технологии для вытеснения нефти. В данном случае более подробно остановимся на вопросе повышения нефтеотдачи пластов.

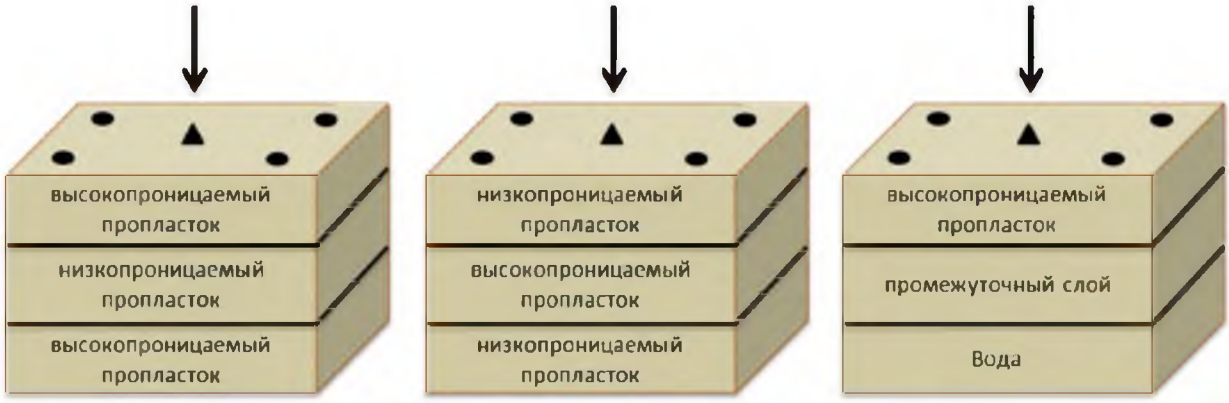
3.4.1. Методика обобщения и выбора объекта исследования

Известно, что продуктивные нефте и водонасыщенные пласты обладают высокой проницаемостной неоднородностью, что существенно влияет на охват и эффективность вытеснения нефти. При этом в большей степени применения той или иной технологии его эффективность зависит от геологического строения залежи. На базе обобщения по данным 150 скважин с карбонатными коллекторами по месторождениям ОАО "Татнефть" все продуктивные интервалы многослойных коллекторов были разбиты на три группы, которые представлены на рисунке 3.12, хотя для теоретических и экспериментальных исследований могут быть выделены и другие комбинации. Расшифруем выделенные группы.

Группа 1. Нефтенасыщенный коллектор на разрезе в продуктивной части представлен высокопроницаемыми пропластками в верхней и нижней части (рисунок 3.12,а), разделенный низкопроницаемым пропластком (зона ЧНЗ).

Группа 2. Низкопроницаемые пропластки находятся в верхней и нижней части и разделены высокопроницаемым пропластком (рисунок 3.12,б) (зона ЧНЗ).

Группа 3. Высокопроницаемый пропласток находится в верхней части разреза, а в нижней располагается водонасыщенный пропласток, между ними выделен промежуточный слой (нефть-вода) (рисунок 3.12,в) (зона ВНЗ).



а) б) в)

Рисунок 3.12 - Многослойные неоднородные пласты

Изучение строения пластов по 150 скважинам в продуктивной толще (вскрытой перфорацией и не вскрытой) показало, что 80% разреза укладываются в конфигурации показанные на рисунке 3.12. Поэтому можно утверждать, что при выборе ГТМ для интенсификации притока любую скважину можно отнести к одной из групп, что поможет создать упрощенные модели для теоретического и экспериментального исследования.

3.4.2. Методика обобщения результатов численных исследований

В связи с широким развитием методов численных исследований на модели пласта, оценку эффективности водогазового воздействия на пласт выполним на моделях, приведенных на рисунке 3.12. Для этого воспользуемся исходными данными, представленными характеристиками пласта по проницаемости и нефтенасыщенности на рисунке 3.13, и данными таблицы 3.3.

На рисунке 3.13 представлены модели, аналогичные показанным на рисунке 3.12, но дополненные численными значениями проницаемости по каждому пропластку. Свойства флюидов и геологическая характеристика для создания моделей принимались

подобными свойствам пласта турнейского яруса Алексеевского месторождения по разрезам нагнетательных скважин 110, 396, 6321, 6303, 6320, 6336, 6343, 6396.

Причем для каждой модели задавались исходные данные по коллекторским характеристикам скважин, привязанные к одной из представленных схем коллекторов по рисунку 3.12, а соотношение исходных фаз принималось аналогично по выражению R = $\frac{q_r}{q_r+q_в}$, где $q_r, q_в$ - численные значения объемных расходов газа и воды, приведенные к пластовым условиям, R - доли единиц фаз, которые используются при экспериментальных исследованиях.

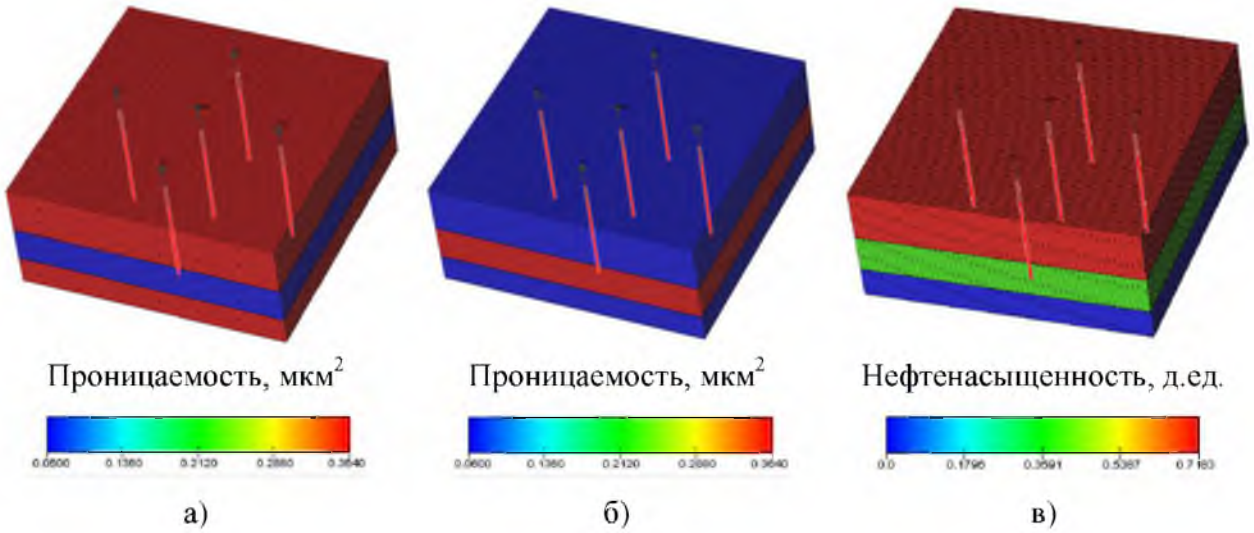


Рисунок 3.13 - Модели неоднородных пластов

Модель на рисунке 3.13,а характеризуется преобладанием высокопроницаемого коллектора (1 и 3 слой), а модель (рисунок 3.13,б) - преобладанием низкопроницаемого коллектора (1 и 3 слой), модель (рисунок 3.13,в) - характеризуется наличием промежуточного слоя с начальной нефтенасыщенностью 0,4 д.ед. и водонасыщенного слоя. Принятый расчетный период составил 40 лет. На каждой модели рассчитывались 7 вариантов разработки (таблица 3.3) - 6 вариантов с ВГВ с изменением газоводяного соотношения Qг:Qв водогазовой смеси (ВГС) от 1:1 до 1:6 и 1 вариант базовый - заводнение. Во всех расчетных вариантах рассматривался циклический способ воздействия (15 суток нагнетания/ 15 суток снижения депрессии на пласт). Кроме того, проводилась и оценка результатов стационарного вытеснения.

Таблица 3.3

Технологические параметры расчетных вариантов

№ п/п	Рабочий агент вода/газ, доли единиц	Объем воды, $м^3$	Объем газа, $м^3$	Объем рабочего агента, $м^3$	Соотношение Qг:Qв, доли единиц	Приемистость по воде, $м^3$/сут	Приемистость по газу, $м^3$/сут
1	вода	700	0	700	-	46.7	-
2	ВГС (1:6)	600	100	700	1:6	60.0	20.0
3	ВГС (1:5)	584	116	700	1:5	58.4	23.2
4	ВГС (1:4)	560	140	700	1:4	56.0	28.0
5	ВГС (1:3)	524	176	700	1:3	52.4	35.2
6	ВГС (1:2)	470	230	700	1:2	47.0	46.0
7	ВГС (1:1)	350	350	700	1:1	35.0	70.0

Распределение газовой фазы в пласте с преобладанием высокопроницаемого коллектора для вариантов водогазового воздействия показало, что отмечается крайне неравномерное продвижение газовой фазы по разрезу, в основном обусловленное контрастной проводимостью пропластков. В модели с преобладанием высокопроницаемых коллекторов (ПВК) отмечается продвижение газовой фазы по первому и третьему слою (рисунок 3.13,а), а в модели с преобладанием низкопроницаемых коллекторов (ПНК) - по среднему слою (рисунок 3.13,б). Как и ожидалось, чем больше содержание газа в составе ВГС, тем больше охват процессом водогазового воздействия по площади пласта. Причем для расчета эффективности водогазового воздействия все добывающие скважины по своим характеристикам формировались в виде ячейки, с расположением их вокруг нагнетательной (рисунок 3.12).

Для вариантов распределения газовой фазы в пласте с преобладанием высокопроницаемого коллектора (ПВК) получено (рисунок 3.14), что наибольший прирост добычи нефти на единицу закачанного газа отмечается в случае соотношения Qг:Qв = 1:2. В случае водогазового воздействия на пласт ПНК - максимальный соответствующий прирост по результатам моделирования происходит при Qг:Qв = 1:3.При этом величина прироста нефти для пласта ПНК по модели 2 (рисунок 3.12,б) больше, чем для пласта ПВК. Это объясняется тем, что при разряжении пласта (смена цикла закачки и отбора) в процесс фильтрации подключается два низкопроницаемых слоя пласта ПНК, запасы которых дренируются в высокопроницаемый слой. Вытесняющая способность газа в данном случае усиливается.

При "разгрузке" пласта ПВК запасы, сосредоточенные в низкопроницаемой зоне пласта, перетекают в два высокопроницаемых слоя, причем преимущественно в третий слой под действием сил гравитации, однако при этом идет приобщение меньшего объема запасов. Это наглядно видно из обобщения данных численных исследований, приведенных на рисунке 3.14. Надо отметить, что в приведенных моделях нефтенасыщенных коллекторов с ростом водной фазы эффективность вытеснения резко падает после соотношения (1:3), так как при этом объем газа, поступающего в пласт, обедняется.

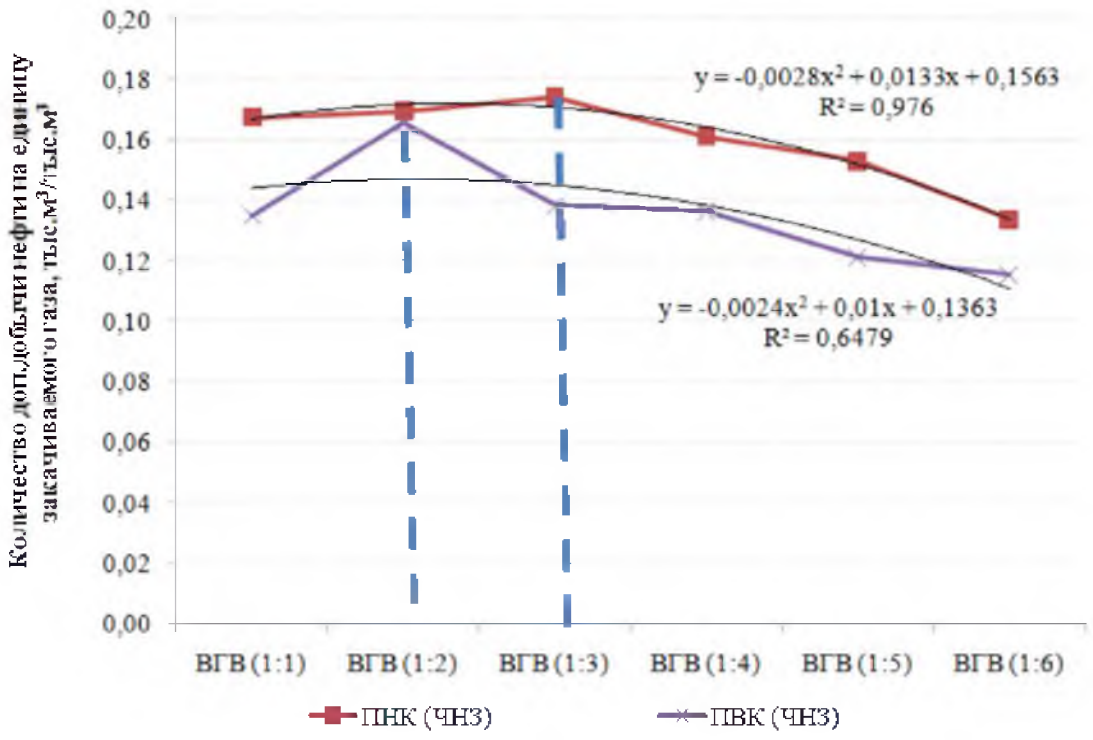


Рисунок 3.14 - Изменение дополнительной добычи нефти на единицу объема газа, закачанного в пласты ПВК и ПНК (ЧНЗ) по вариантам водогазового воздействия

* - ПВК, ПНК - пласты с высокой и низкой проницаемостью коллектора

Рассмотрим случаи для модели ВНЗ (рисунок 3.15), когда в разрезе скважины имеются промежуточный и водонасыщенный слои. В первом случае проницаемость водонасыщенного слоя примем равной проницаемости высокопроницаемого нефтенасыщенного слоя (ПВК (ВНЗ)), а во втором - в три раза меньшей проницаемости высокопроницаемого нефтенасыщенного слоя (ПНК (ВНЗ)). Полученные как средние по численным значениям по скв.6336, 6343, 6396 результаты расчетов показывают, что если проницаемость водонасыщенного слоя равна проницаемости нефтенасыщенного

высокопроницаемого слоя, то метод ВГВ является малоэффективным. На рисунке 3.15 видно, что дополнительной добычи по сравнению с вариантом заводнения не получено.

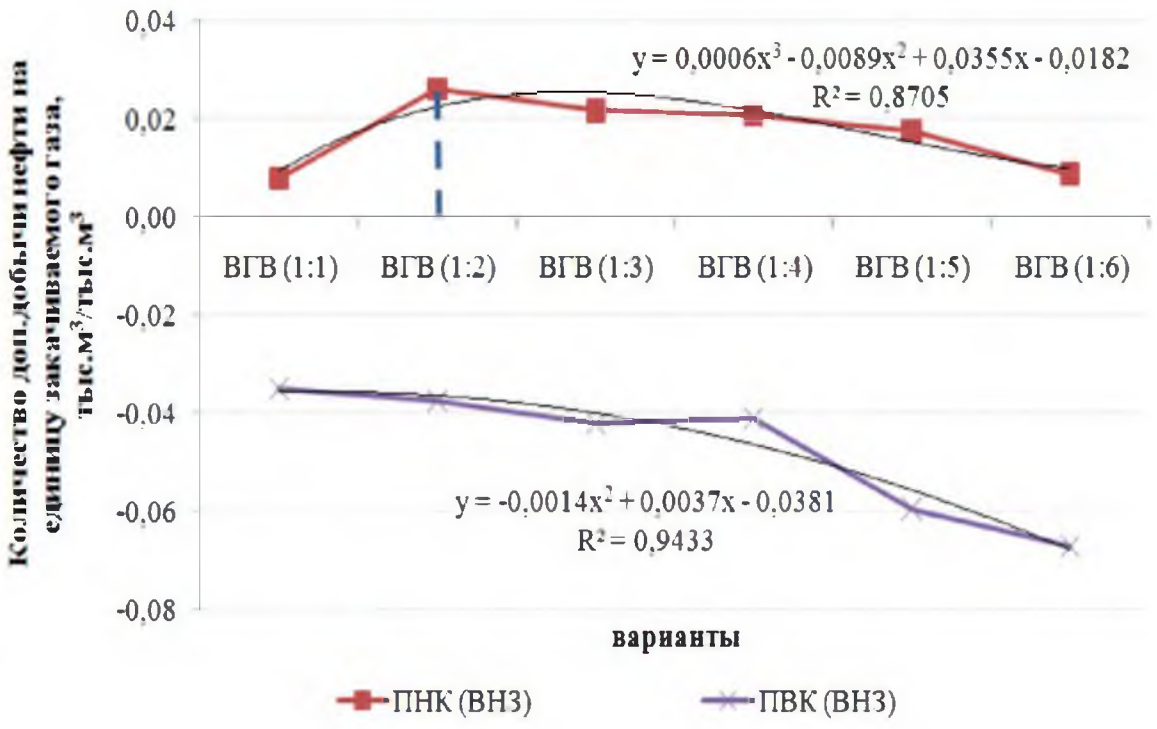


Рисунок 3.15 - Величина дополнительной добычи нефти на единицу газа, закачанного в пласты ПВК и ПНК с промежуточным и водонасыщенным слоем по вариантам водогазового воздействия

В случае водогазового воздействия на пласт ПНК с промежуточным и водонасыщенным слоем наблюдается, как и в случае с ЧНЗ, максимальный прирост добычи нефти на единицу объема закачанного газа при соотношении Qг:Qв = 1:2.

При рассмотрении распределения общего объема газа по слоям для ЧНЗ отмечается уход более 60 % объема газа в высокопроницаемый пропласток (рисунок 3.16), при этом для ВНЗ - 66 % от общего объема газа уходит в высокопроницаемый водонасыщенный пропласток. В то же время в высокопроницаемый нефтенасыщенный пропласток поступает только около 30% от общего объема газа, а в низкопроницаемый нефтенасыщенный слой - менее 4%.

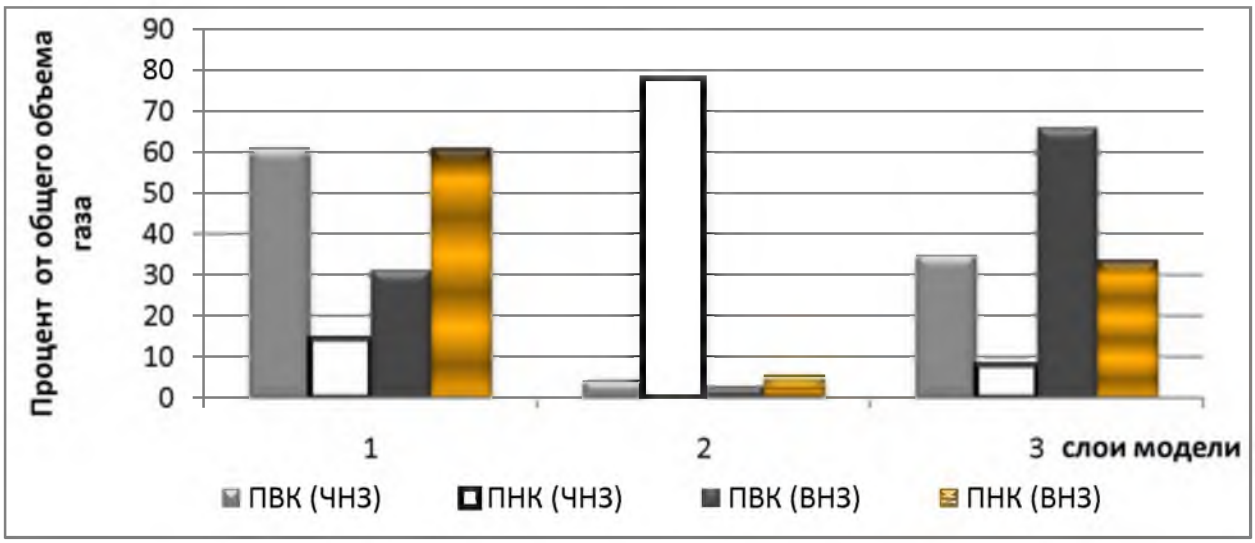


Рисунок 3.16 - Распределение объема газа по слоям пласта

В результате численного исследования вытеснения нефти водогазовой смесью на моделях по параметрам нагнетательных скважин Алексеевского месторождения получены важные для практики данные, применимые для повышения эффективности отбора нефти путем управления технологическими параметрами закачки ВГВ, заключающиеся в следующем:

1. При вытеснении нефти из многослойных неоднородных по проницаемости коллекторов малыми объемами и периодами нагнетания в зоне ЧНЗ эффект от использования ВГВ имеет место, как при строении пласта по модели ПНК, так и ПВК, причем оптимальным является соотношение Qг:Qв от 1:2 до 1:3.

2. При вытеснении нефти из многослойных неоднородных по проницаемости коллекторов с явно выраженными водонасыщенными прослоями, вскрытых перфорацией, более целесообразно в начальный период для ограничения отбора воды в водонасыщенную зону закачать первую оторочку загущающей жидкости с последующим созданием увеличенного удельного сопротивления нагнетанию ВГС загустителем по мере снижения отбора нефти по добывающим скважинам. В противном случае водогазовая смесь преимущественно будет уходить в водонасыщенную зону. Причем эта операция может повторяться по мере снижения отбора нефти (рисунок 3.15).

3. Обобщая данные о вытеснении нефти водогазовой смесью в режиме нестационарного вытеснения, получено, что при нестационарном режиме вытеснения дополнительная добыча нефти на 23% выше, чем при стационарном. Причем данная технология достаточно легко регулируется режимом отбора и закачки через добывающие и нагнетательные скважины.

Выводы по главе 3

1. Теоретически установлено, что нестационарное водогазовое воздействие носит комплексный эффект повышения КИН за счет роста коэффициента вытеснения увеличением подвижности пластовой нефти и повышением коэффициента охвата за счет цикличности метода. Кроме того, краткосрочное воздействие большим объемом газа позволяет на 7 % и более повысить нефтеотдачу пласта.

2. Полученные данные по закачке водогазовой смеси на Алексеевском месторождении имеют место при нагнетании в режиме нестационарного водогазового воздействия, при этом воздействие на пласт носит волновой характер, который показал высокую эффективность для нефтевытеснения.

3. Оптимальная продолжительность нагнетания водогазовой смеси для условий рассматриваемого объекта и применяемых технологий разработки составляет 4-6 дней в одном месяце с фиксированными объемами ВГС, численное значение которого установлено экспериментально по промысловым данным и подтверждено результатами проведенных теоретических исследований.

4. При вытеснении нефти из многослойных неоднородных по проницаемости коллекторов в зоне ЧНЗ эффект от использования ВГВ имеет место как при строении пласта по модели ПНК, так и ПВК, причем оптимальным является соотношение Qг:Qв от 1:2 до 1:3. В пластах с выраженными водонасыщенными прослоями, вскрытых перфорацией, более эффективно в начальный период в водонасыщенную зону закачать оторочки загущающей жидкости во избежание ухода ВГС в водонасыщенную зону. В целом установлено, что при нестационарном режиме вытеснения дополнительная добыча нефти на 23% выше, чем при стационарном.

ГЛАВА 4. КОМПЛЕКСНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

4.1. Оценка реакции пласта на водогазовое воздействие по отдельным скважинам

4.1.1. Математическая модель оценки реакции нефтяной залежи на колебания закачки водогазовой смеси

Реакция добывающих скважин на водогазовое воздействие может выражаться в виде отклика системы, который представляет из себя некоторый временной сигнал. То есть сигнал $x(t)$ входит в некоторую систему, которая преобразует ее в выходной сигнал $y(t)$ (рис. 4.1). Информация о том, что собой представляет эта система, неизвестна, однако по анализу входного и выходного сигналов можно определить её некую характеристику.

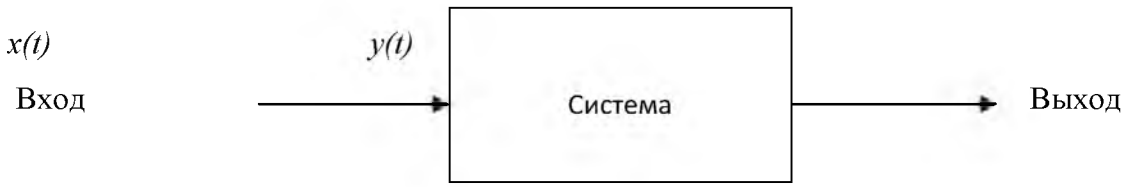


Рисунок 4.1 - Схема перевода входного сигнала в выходной через систему

Для случая водогазового воздействия в качестве входа системы могут использоваться нагнетательные скважины, а в качестве сигнала $x(t)$ – месячные данные по закачке газа в них. Тогда выход системы представляет собой соседнюю добывающую скважину, а сигнал $y(t)$ – месячные данные по добыче нефти. Все сигналы берутся за совместный период работы скважин. Представим входной и выходной сигналы в виде набора импульсов, как показано на рисунке 4.2.

Пусть на вход системы подан прямоугольный импульс высотой, равной 1 (рисунок 4.3,а). Этот входной сигнал можно представить в виде формулы:

$$\tilde{s}(t) = \begin{cases} 1 : 0 \le t \le \Delta t \\ 0 : \Delta t \le t \ldots \end{cases}, \tag{4.1}$$

а отклик системы на этот сигнал обозначим через $\tilde{h}(t)$ (рисунок 4.3б).

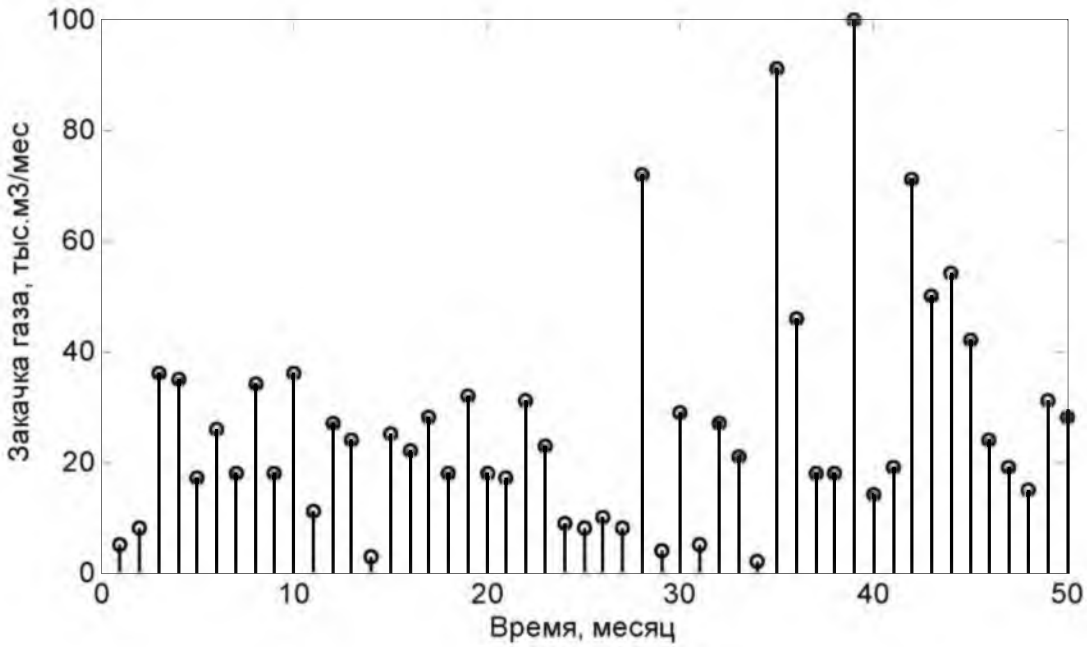


Рисунок 4.2 - Представление входного сигнала в виде импульсов по данным закачки газа в скважине №6303 Алексеевского месторождения

Теперь допустим, наша система является линейной, это значит, что должно выполняться следующее условие: если на вход такой системы послать сигнал, который имеет вид из условия аддитивности двух сигналов

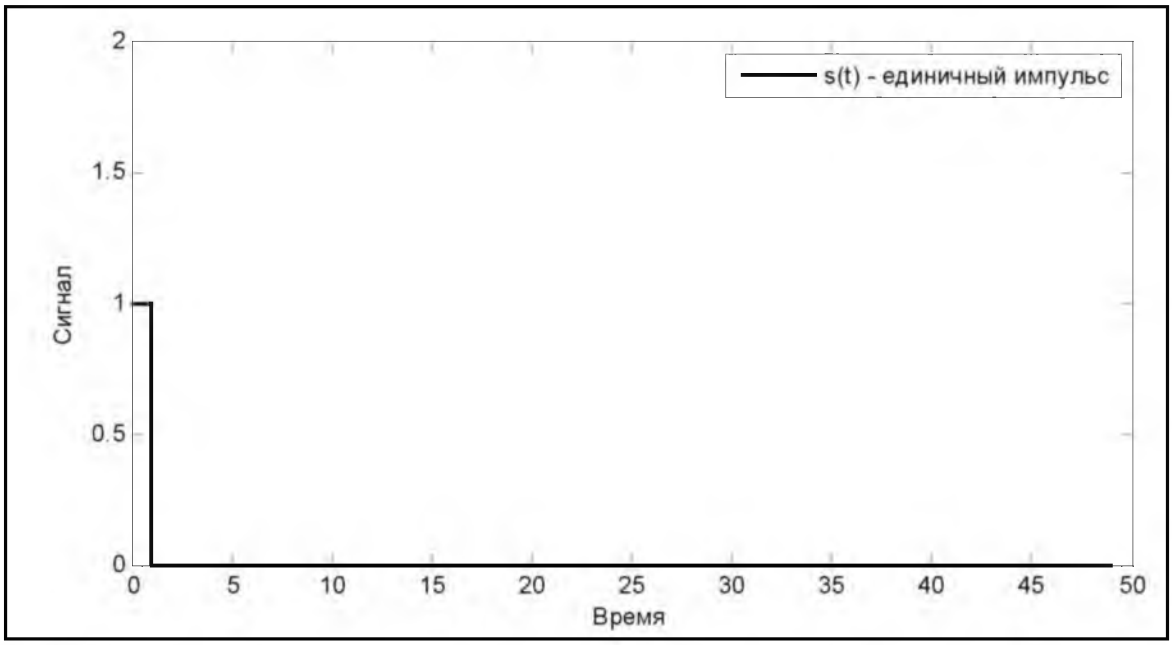
$$a_1 x_1(t) + a_2 x_2(t) \tag{4.2}$$

то на выходе должны получить

$$a_1 y_1(t) + a_2 y_2(t). \tag{4.3}$$

Пусть в момент $t = t_0$ на вход подан импульс $x(t_0)$, т.е. входной сигнал $\tilde{x}(t)$ в этот момент будет увеличен в $x(t_0)$ раз. Тогда, исходя из свойств линейности системы, выходной сигнал увеличится в $x(t_0)$ раз. То есть выходной сигнал в момент времени t_0 можно представить в виде $x(t_0)\tilde{h}(t - t_0)$. Если в момент времени $t = t_1$ подать импульс $x(t_1)$, то на выходе получим $x(t_0)\tilde{h}(t - t_1)$. Функция $\tilde{h}(t - t_1)$ в данном случае является сдвигом отклика системы $\tilde{h}(t)$ на величину t_1. Повторяя эту процедуру для всего набора импульсов входного сигнала, можно составить следующую таблицу.

а)



б)

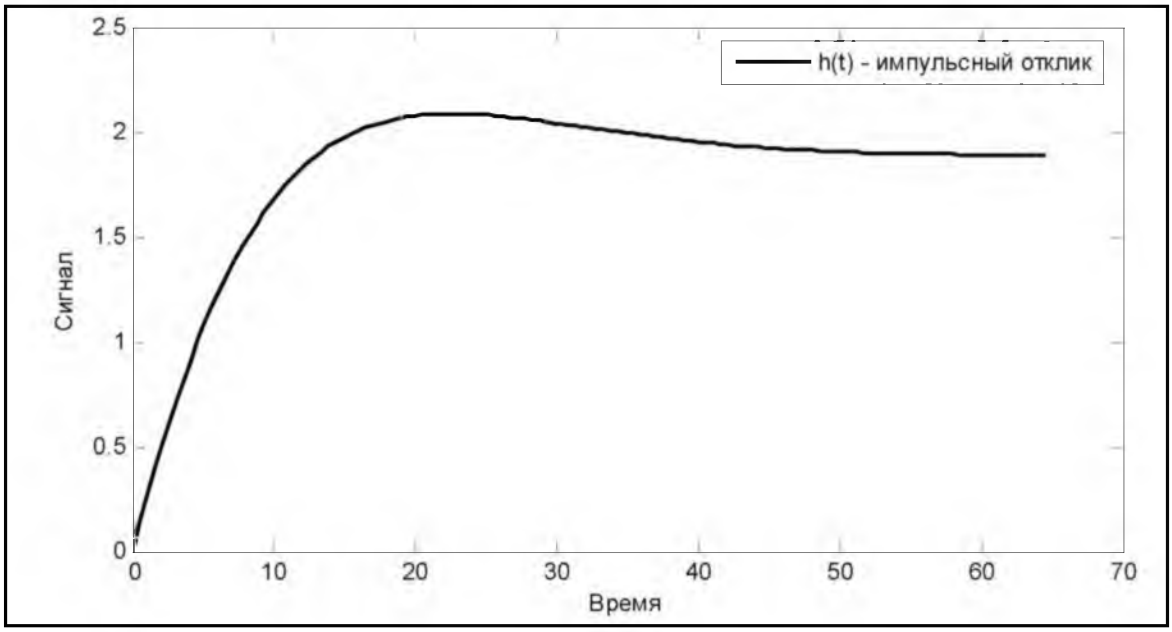


Рисунок 4.3 - Единичный импульс, поданный на вход системы (а) и его отклик (б)

Таблица 4.1

Представление входных и выходных импульсов линейной системы

Время	Входной импульс	Выходной импульс
t_0	$x(t_0)\tilde{s}(t-t_0)$	$x(t_0)\tilde{h}(t-t_0)$
t_1	$x(t_1)\tilde{s}(t-t_1)$	$x(t_1)\tilde{h}(t-t_1)$
t_2	$x(t_2)\tilde{s}(t-t_2)$	$x(t_2)\tilde{h}(t-t_2)$
t_3	$x(t_3)\tilde{s}(t-t_3)$	$x(t_3)\tilde{h}(t-t_3)$
...	...	...

Исходя из этой таблицы, входной сигнал может быть представлен в виде суммы элементарных импульсов:

$$x(t) = \sum_{i=0}^{\infty} x(t_i)\tilde{s}(t - t_i) \tag{4.4}$$

Графически этот сигнал представлен на следующем рисунке.

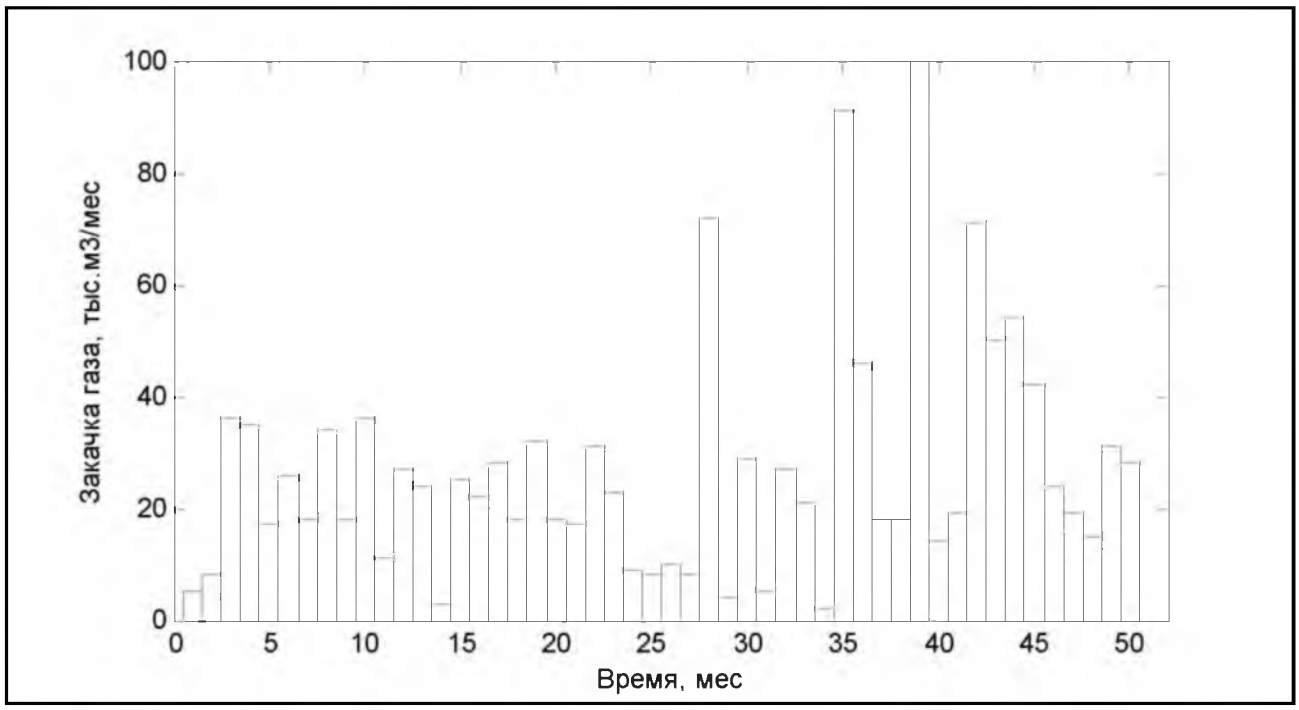


Рисунок 4.4 - Выходной сигнал $x(t)$, представленный в виде суммы элементарных импульсов

Тогда из свойств линейности системы (4.2) и (4.3), выходной сигнал системы может быть представлен в виде суммы откликов из таблицы 4.1. То есть:

$$\tilde{y}(t) = \sum_{i=0}^{\infty} x(t_i)\tilde{h}(t - t_i)\,. \tag{4.5}$$

Формула (4.5) соответствует случаю, когда выходной сигнал получается из входного, представленного в виде прямоугольников равной длины. Если сделать ширину столбиков бесконечно малой, то можно получить выражение для непрерывного сигнала $x(t_i) \to x(\tau), \tilde{h}(t-\tau) \to h(t-\tau)$), которое будет выражаться формулой:

$$\tilde{y}(t) = \int_0^{\infty} x(\tau)h(t - \tau)d\tau\,. \tag{4.6}$$

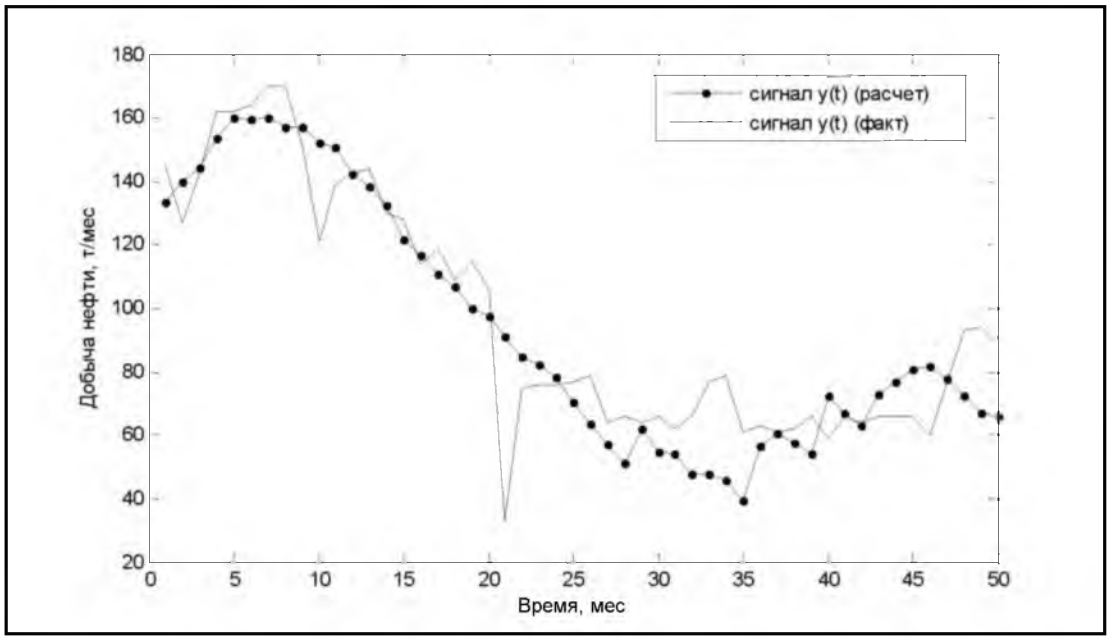
Выражение (4.6) записывают в упрощенном виде, используя знак «*» и называется ***сверткой*** двух сигналов [43]:

$$\tilde{y}(t) = x(t) * h(t). \quad (4.7)$$

Таким образом, функция $h(t)$, которая представляет собой отклик системы на единичный прямоугольный импульс, характеризует систему и в технической литературе называется ***импульсным откликом системы*** [51, 85]. В случае если рассматриваемая система является линейной, то получим равенство сигналов $\tilde{y}(t)$ и $y(t)$. То есть в этом случае можно говорить о полном взаимодействии между входом и выходом системы. Однако ввиду того, что условие линейности для рассматриваемой системы не выполняется, то степень соответствия $\tilde{y}(t)$ и $y(t)$ говорит о степени тесноты связи между скважинами. Степень соответствия можно рассчитать с помощью коэффициента корреляции между сигналами $\tilde{y}(t)$ и $y(t)$. Этот коэффициент будет определять степень взаимодействия между закачкой газа и добычей нефти в скважинах. Процесс получения отклика системы $\tilde{h}(t)$ на единичный импульс называется ***обратной сверткой*** двух сигналов и рассчитывался автором с помощью пакета прикладных программ «Matlab» [34].

Для примера на рисунке 4.5 приведено сравнение сигналов $\tilde{y}(t)$ и $y(t)$ для случая сильного и слабого взаимодействия скважины №6303 с соседними скважинами №6292 (рисунок 4.5,а) и №6305 (рисунок 4.5,б). Из рисунка видно, что фактический выход системы для первой скважины хорошо коррелирует (коэффициент корреляции – 0,843) с рассчитанным через импульсный отклик выходным сигналом. Это говорит о том, что система, образуемая скважинами №№ 6303 и 6292 по характеру отклика близка к системе линейного типа. Отсюда можно сделать вывод о хорошей связи между этими скважинами и эффективности водогазового воздействия. Для второго случая (рисунок 4.6,б), напротив, фактический выход плохо соотносится с рассчитанным выходным сигналом (коэффициент корреляции – 0,134).

а)



б)

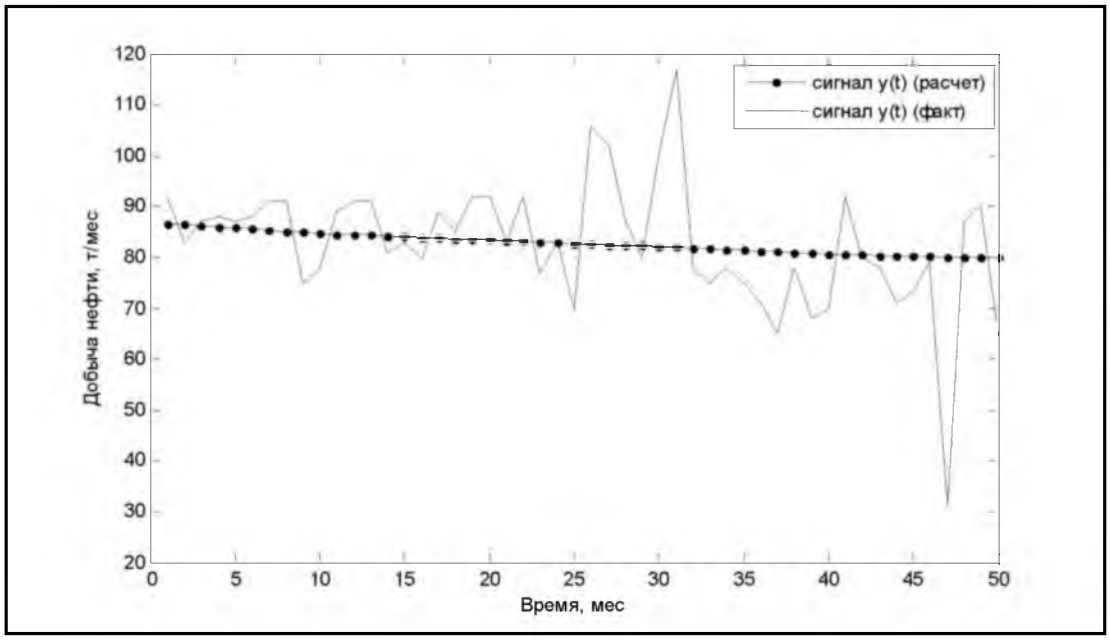


Рисунок 4.5 - Сравнение графиков сигналов $\tilde{y}(t)$ (рассчитанный) и $y(t)$ (фактический) для реагирующих скважин №№ 6292 и 6305 Алексеевского месторождения

Таким образом, определив импульсный отклик системы, можно оценить распределение закачиваемого газа по пласту и определить степень водогазового воздействия нагнетательных скважин на соседние добывающие скважины.

4.1.2. Оценка отклика добывающих скважин на колебания закачки водогазовой смеси

Оценка эффективности ВГВ

Применение ВГВ на рассматриваемой залежи сталкивается, как с проблемой отсутствия реакции со стороны ряда добывающих скважин, так и с проблемой отрицательной реакции на ВГВ (снижение добычи нефти).

Отсутствие эффекта

Для оценки наличия эффекта от ВГВ для каждой нагнетательной скважины в радиусе 1 км были выбраны реагирующие добывающие скважины и определен коэффициент их взаимодействия (см. раздел 4.1.1) - таблица 4.2. Скважина № 6274 не вошла в таблицу, так как удалена от всех нагнетательных скважин более чем на 1 км.

Таблица 4.2

Коэффициенты взаимодействия ($К_{вз}$) закачки ГЖС и добычи нефти

Нагн. скв.	Доб. скв.	$К_{вз}$, д. ед.
110А	6455	**0,86**
	6456	**0,78**
	6439	**0,77**
	6438	**0,77**
	6454	0,73
	6435	0,6
	6441	0,53
	6436	0,53
	6442	0,48
	6440	0,46
6303	6295	**0,92**
	6292	**0,84**
	6296	**0,75**
	6304	0,57
	117А	0,36
	6294	*0,29*

Нагн. скв.	Доб. скв.	$К_{вз}$, д. ед.
6336	6337	**0,76**
	6335	0,7
	6329	0,68
	6334	0,65
	6406	0,64
	6407	0,6
	6319	0,5
	6328	0,33
	404А	*0,22*
6343	6340	**0,91**
	6341	**0,88**
	6327	**0,87**
	6345	**0,86**
	6337	**0,79**
	6344	**0,76**
	6332	**0,76**

	6305	*0,13*
6320	6325	**0,96**
	6332	**0,94**
	6327	**0,86**
	6316	**0,84**
	97A	**0,81**
	6326	**0,8**
	6312	**0,79**
	6319	0,73
	6337	0,71
	6334	0,57
	6335	0,49
	6333	0,48
	6305	0,34
	6329	0,34
	6328	0,31
	404A	*0,22*
	6313	*0,18*
6321	97A	**0,78**
	6329	0,72
	6312	0,65
	6319	0,63
	6314	0,59
	6335	0,53
	404A	*0,25*
	6313	*0,21*
	6328	*0,01*

	418A	0,74
	6407	0,74
	6334	0,7
	6359	0,68
	6406	0,66
	6335	0,54
	6329	0,5
	404A	0,35
	98A	0,32
	6328	*0,18*
	6333	*0,15*
6396	6340	**0,94**
	6344	**0,87**
	6366	**0,86**
	6407	**0,81**
	6345	0,68
	6359	0,67
	6335	0,66
	418A	0,61
	6361	0,61
	6341	0,6
	98A	0,53
	6337	0,46
	6334	0,44
	6436	0,44
	6333	0,33
	6406	0,31

Видно, что коэффициент взаимодействия для некоторых пар скважин превышает 0,75, а для некоторых пар – ниже 0,25. Представление о регионах слабой реакции

добывающих скважин на ВГВ дает схема распределения по залежи максимальных коэффициентов взаимодействия (рисунок 4.6), то есть в случае, если добывающая скважина находится на расстоянии не более 1 км от нескольких нагнетательных скважин, то из всех $К_{вз}$ на схему наносился наибольший.

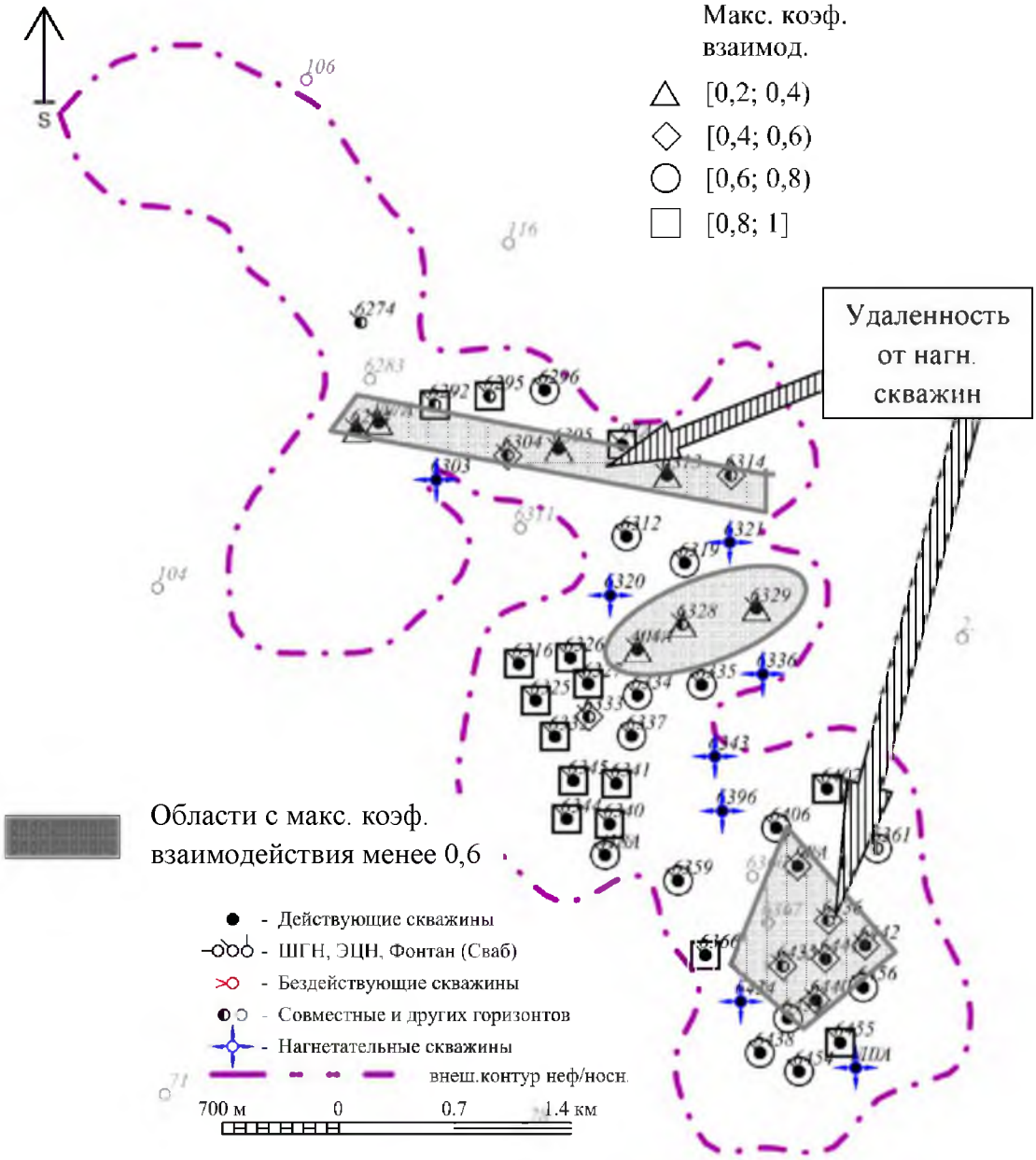


Рисунок 4.6 – Распределение по залежи максимальных коэффициентов взаимодействия

На рисунке выделены три области, по которым максимальный коэффициент взаимодействия ниже 0,6. При этом южная область и центральная часть северной области характеризуются удаленностью от источников воздействия.

Негативный эффект

Помимо скважин, слабо реагирующих на закачку ГЖС, ряд скважин характеризуется отрицательным эффектом от ВГВ (снижение добычи нефти).

Так, на рисунке 4.7 приведена динамика накопленной добычи нефти скв. № 6294, применение ВГВ охарактеризовано динамикой закачки газа в скв. № 6303.

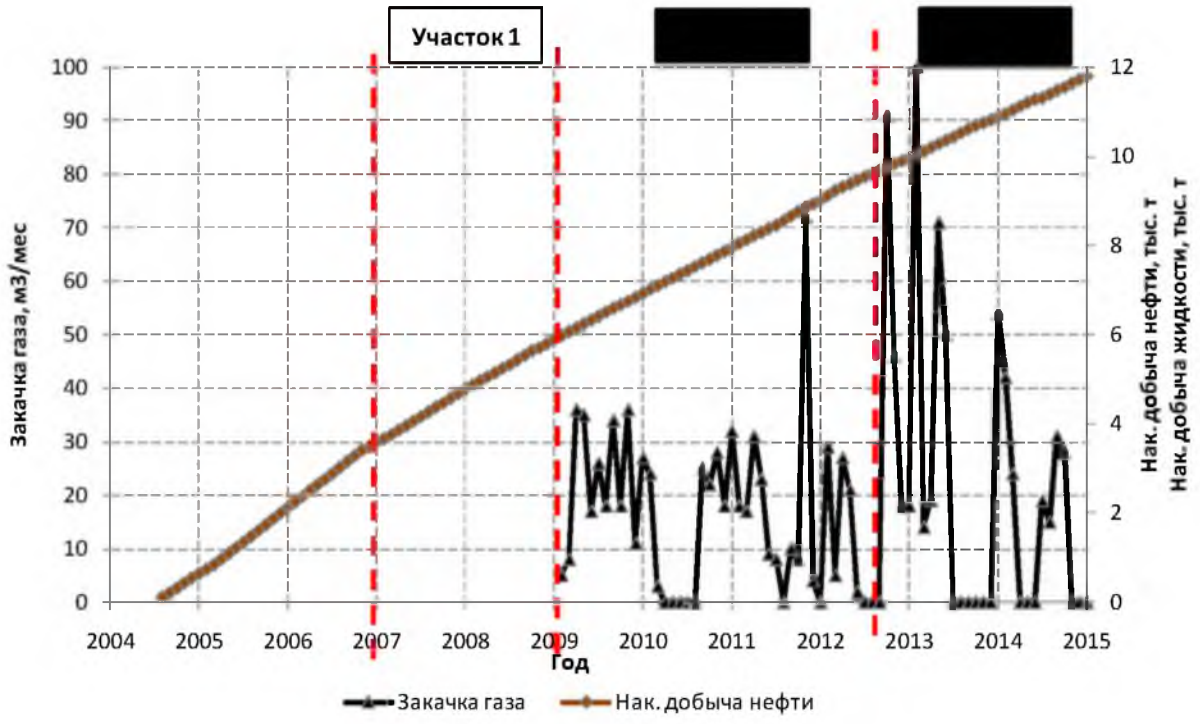
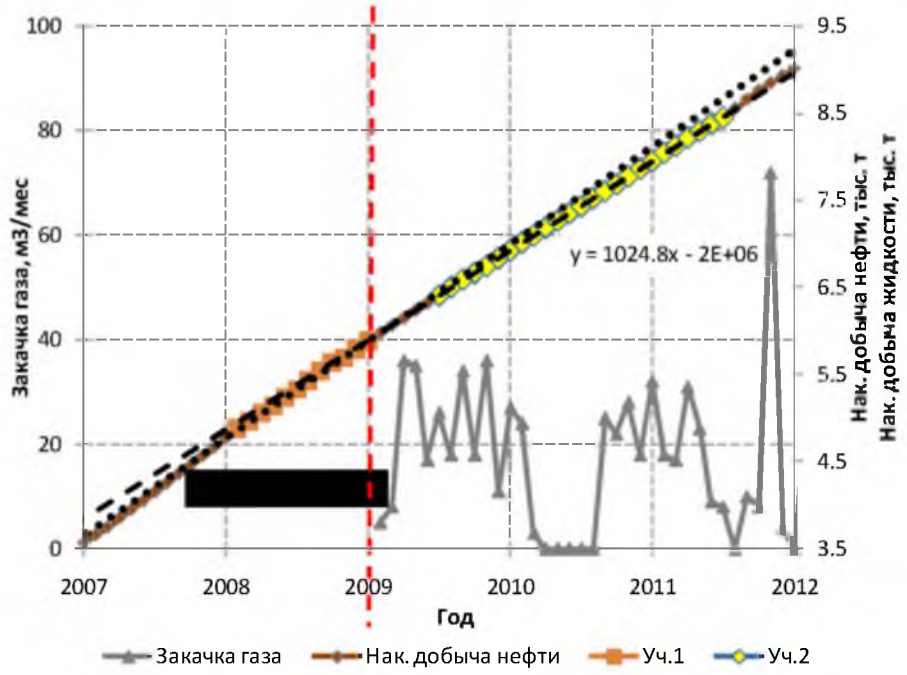


Рисунок 4.7 – Динамика накопленной добычи нефти скв. № 6294 и закачки газа в скв. № 6303

График разделен на три участка: участок 1 – последний прямолинейный непосредственно до внедрения ВГВ, участок 2 – первые 3,5 года после внедрения ВГВ, участок 3 – после увеличения закачки ГЖС. На каждом участке выделены прямолинейные зоны, по ним осуществлена аппроксимация, полученные тренды и их уравнения показаны на рисунке 4.8.

Видно, что уровни добычи нефти снизились как после внедрения ВГВ, так и после увеличения закачки ГЖС. Осуществленные ГТМ на скважине – вибро-импульсное воздействие 11.07.2004 г.

а)



б)

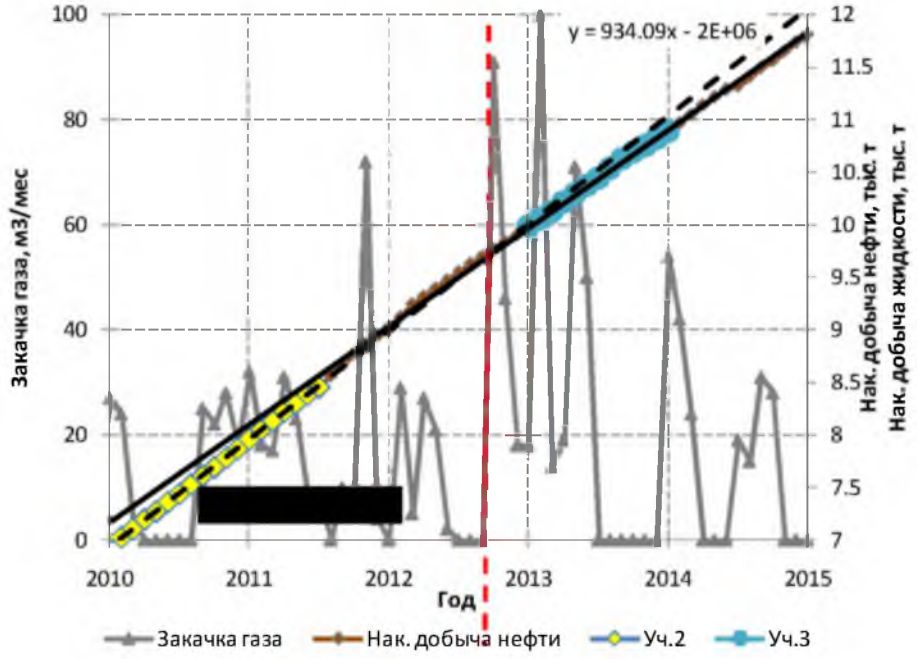


Рисунок 4.8 – Динамика накопленной добычи нефти скв. № 6294 и закачки газа в скв. № 6303 по участкам (а) 1 и 2, (б) 2 и 3

По текущим и накопленным показателям добычи нефти, добычи жидкости, обводненности продукции на реагирующих добывающих скважинах оценивалось наличие эффекта от внедрения ВГВ. В результате на залежи Алексеевского поднятия в районе скважин № 117 выделились области трех типов (рисунок 4.9), по одной скважине эффект от разных источников воздействия был неоднозначным.

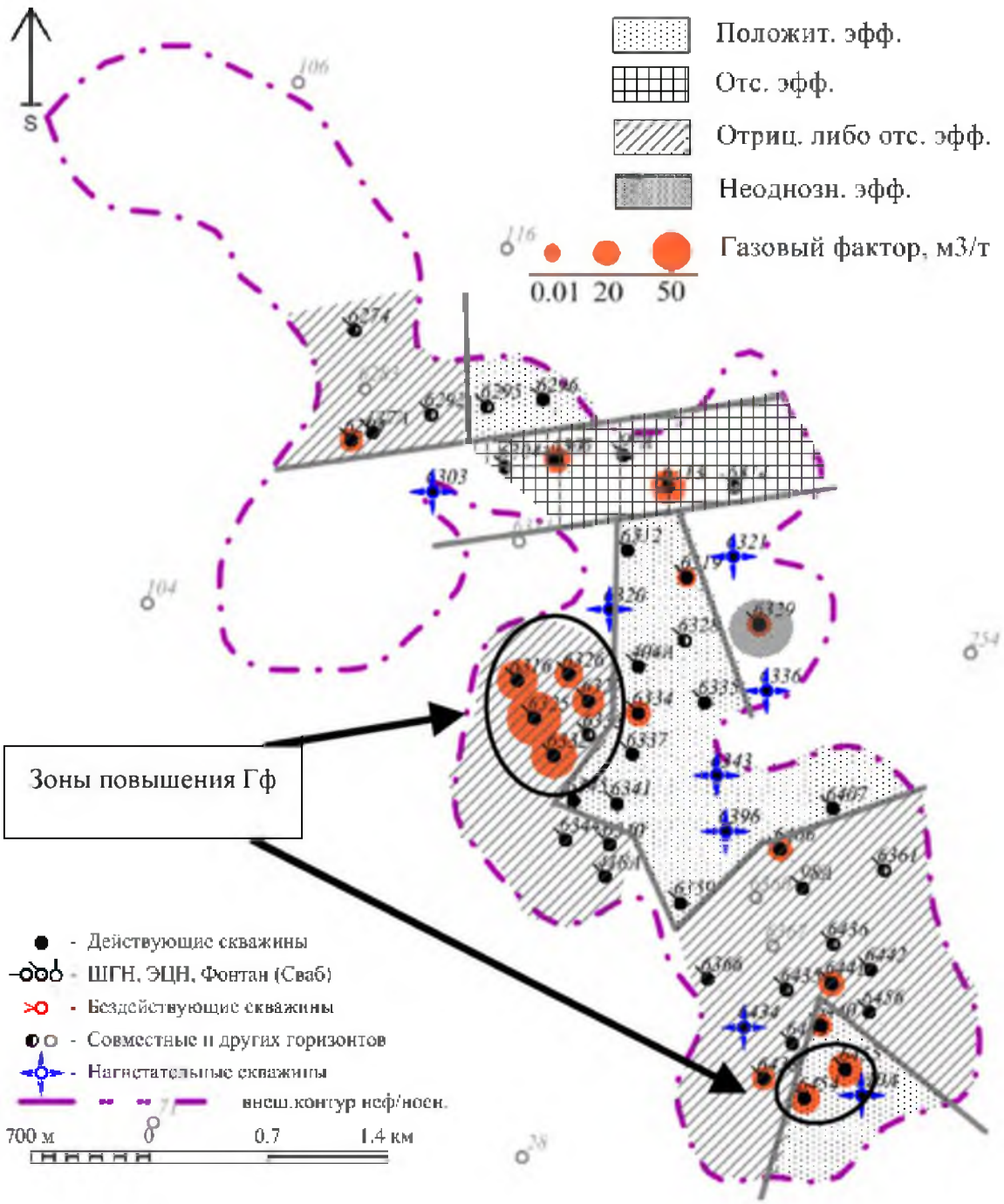


Рисунок 4.9 – Распределение областей различной эффективности ВГВ по площади залежи и газовые факторы по добывающим скважинам

Возможные причины отсутствия реакции и отрицательной эффективности ВГВ

Энергетическое состояние пласта

С целью контроля прорыва газа по ряду скважин залежи отслеживался газовый фактор (*Гф*). На рисунок 4.9 нанесены результаты последних его замеров, самый давний из которых осуществлен в июле 2014 года. Видно, что по двум областям наблюдаются повышенные газовые факторы.

Последний замер не увеличенных газовых факторов в этих скважинах был зафиксирован в июне–августе 2011 года, динамика отражена в таблице 4.3. В ней по этим скважинам представлены: а) замер 1 – на июнь–август 2011 года, б) замер 2 – первый следующий замер; в) замер 3 – последний замер за 2014 год.

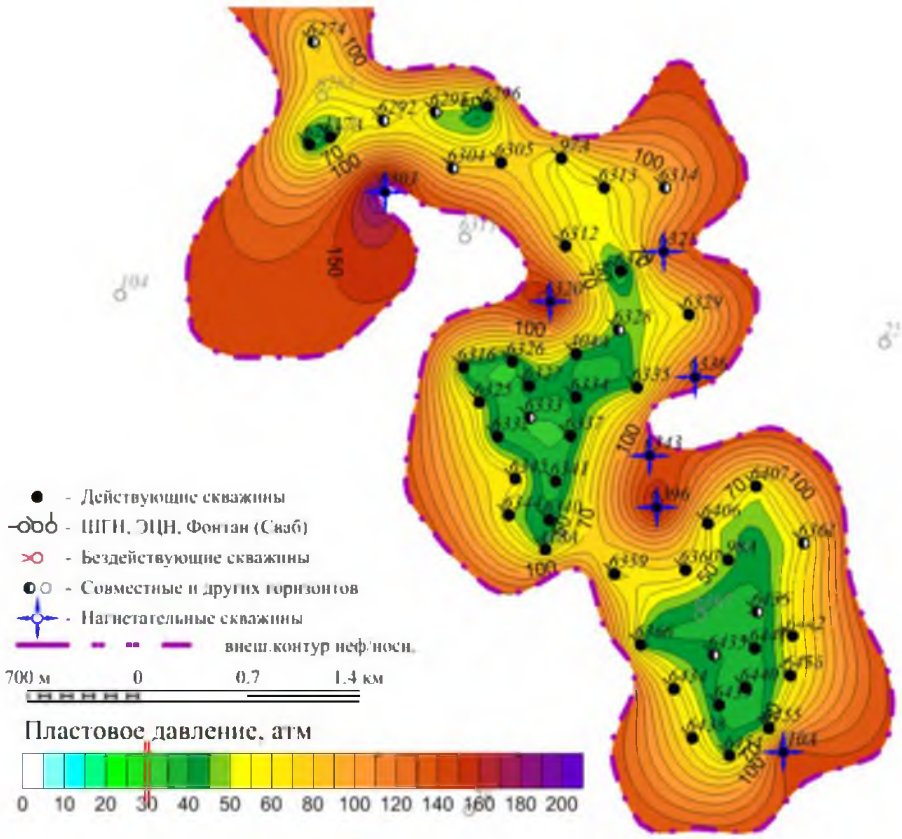
Таблица 4.3

Рост газовых факторов по добывающим скважинам

Зона	Скв.	Дата замера			Газовый фактор, $м^3/т$		
		Замер 1	Замер 2	Замер 3	Замер 1	Замер 2	Замер 3
Центр	6316	авг.11	июл.12	авг.14	22,6	72,0	53,3
	6325	авг.11	авг.12	июл.14	9,3	32,0	84,1
	6332	авг.11	авг.12	авг.14	61,6	82,0	64,5
	6326	июн.11	май.12	сен.14	2,7	13,4	27,2
	6327	авг.11	авг.12	июл.14	39,0	58,3	35,7
Юг	6454	июн.11	сен.12	авг.14	16,5	28,0	33,0
	6455	июн.11	сен.12	авг.14	9,1	33,5	39,0

Динамика закачки ГЖС по воздействующим нагнетательным скважинам не возрастает в период увеличения газового фактора, а также незадолго до этого. Однако по указанным зонам зафиксировано снижение пластового давления (*Рпл*) ниже давления насыщения нефти газом (*Рнас*) (3 МПа) (рисунок 4.10) при начальном пластовом давлении 14,8 МПа. Отметим, что энергетическое состояние пласта существенно влияет на текущую и конечную эффективность выработки остаточных запасов. Более целесообразно текущее пластовое давление поддерживать в пределах $0{,}8P_{пл}^{нач} \leq P_{пл}^{тек}$, но больше давления насыщения, что подтверждается данными на отдельных временных интервалах по площади (раздел 3, рисунок 3.10).

а)



б)

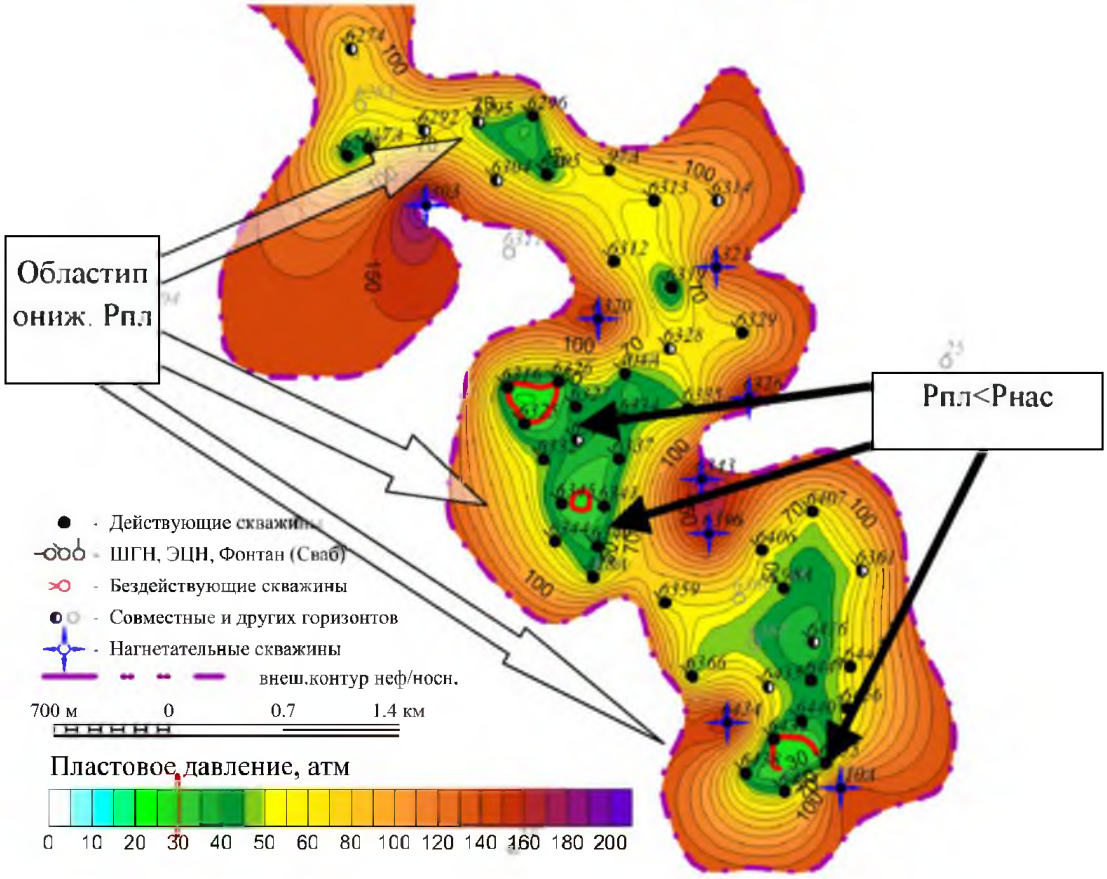


Рисунок 4.10 – Карта пластового давления а) по состоянию на 01.06.2011; б) по состоянию на 01.01.2015

Таким образом, текущее энергетическое состояние пласта характеризуется значительным снижением пластового давления, в результате чего в двух из трех областей, где текущее давление составляет не более 30% от начального, происходит разгазирование нефти. В скважинах выделенных трех областей пониженного давления депрессии на пласт составляют в среднем 0,7 МПа, в то время как в прочих скважинах залежи – 2 МПа (таблица 4.4).

Таблица 4.4

Энергетическое состояние скважин

Скважина	Пластовое давление, атм	Забойное давление, атм	Депрессия на пласт, атм
Рпл ≤ 45 атм			
6296	34	27	7
6305	38	36	2
6316	23	21	2
6326	30	28	2
6334	42	23	19
404А	41	32	9
6333	43	38	5
6337	36	25	11
6345	31	29	2
6341	33	27	6
418А	42	37	5
6436	34	32	2
6441	43	36	7
6440	41	28	13
6439	29	27	2
6455	34	30	4
6438	36	26	10
6454	45	36	9
6295	43	36	7
6335	45	20	25
6366	41	35	6
Среднее значение			**7,4**
Рпл > 45 атм			
6274	64	41	23
117А	46	34	12
6294	31	24	7
6292	50	36	14
6304	77	53	24
97А	62	56	6
6313	54	37	17
6314	85	63	22
6312	68	28	40
6319	27	22	5
6329	63	23	40
6328	63	28	35
6359	55	28	27

продолжение таблицы 4.4

6406	56	37	19
6361	56	45	11
6407	51	42	9
98А	48	35	13
6442	59	29	30
6456	53	34	19
6327	46	24	22
6332	48	25	23
6344	51	28	23
Среднее значение			**20,0**

Обратимся к уравнению Дюпюи, являющемуся интегральной формой закона Дарси для случая плоскорадиального установившегося потока несжимаемой жидкости к вертикальной скважине, и характеризующему потенциальные возможности скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P_д}{\ln \frac{R_к}{r_м}}, \tag{4.8}$$

где k – коэффициент проницаемости;

h– толщина пласта;

μ – коэффициент динамической вязкости;

$\Delta P_д$ – депрессия на пласт;

$R_к$ – радиус контура питания;

$r_с$ – радиус скважины.

Видно, что **снижение депрессии на пласт уменьшает потенциальные возможности добывающих скважин, что и произошло в областях пониженного давления, кроме того происходит разгазирование нефти в пласте, что также снижает продуктивность. Система заводнения залежи нуждается в совершенствовании.**

Проницаемость и состояние ПЗП

Из рисунка 4.10 также видно, что одна из областей пониженного пластового давления совпадает с областью отрицательного эффекта ВГВ, в то время как другая – с областью положительного эффекта. В обоих случаях депрессии малы, однако области характеризуются диаметрально разными значениями коэффициента проницаемости (рисунок 4.11).

В результате пониженные депрессии (см. уравнение Дюпюи) в южной области пониженного давления компенсируются высокой проницаемостью пласта, а в центральной – напротив, усугубляются низкой проницаемостью. Низкими

проницаемостями характеризуются центральная и южная области отрицательного эффекта, а также область отсутствия эффекта.

Следует отметить, что скважины данных областей хорошо реагируют на мероприятия, воздействующие на призабойные зоны. **Для эффективного воздействия методов увеличения нефтеотдачи, в том числе ВГВ, в данном случае первоначально требуется восстановить и улучшить такими мероприятиями продуктивные возможности скважин.**

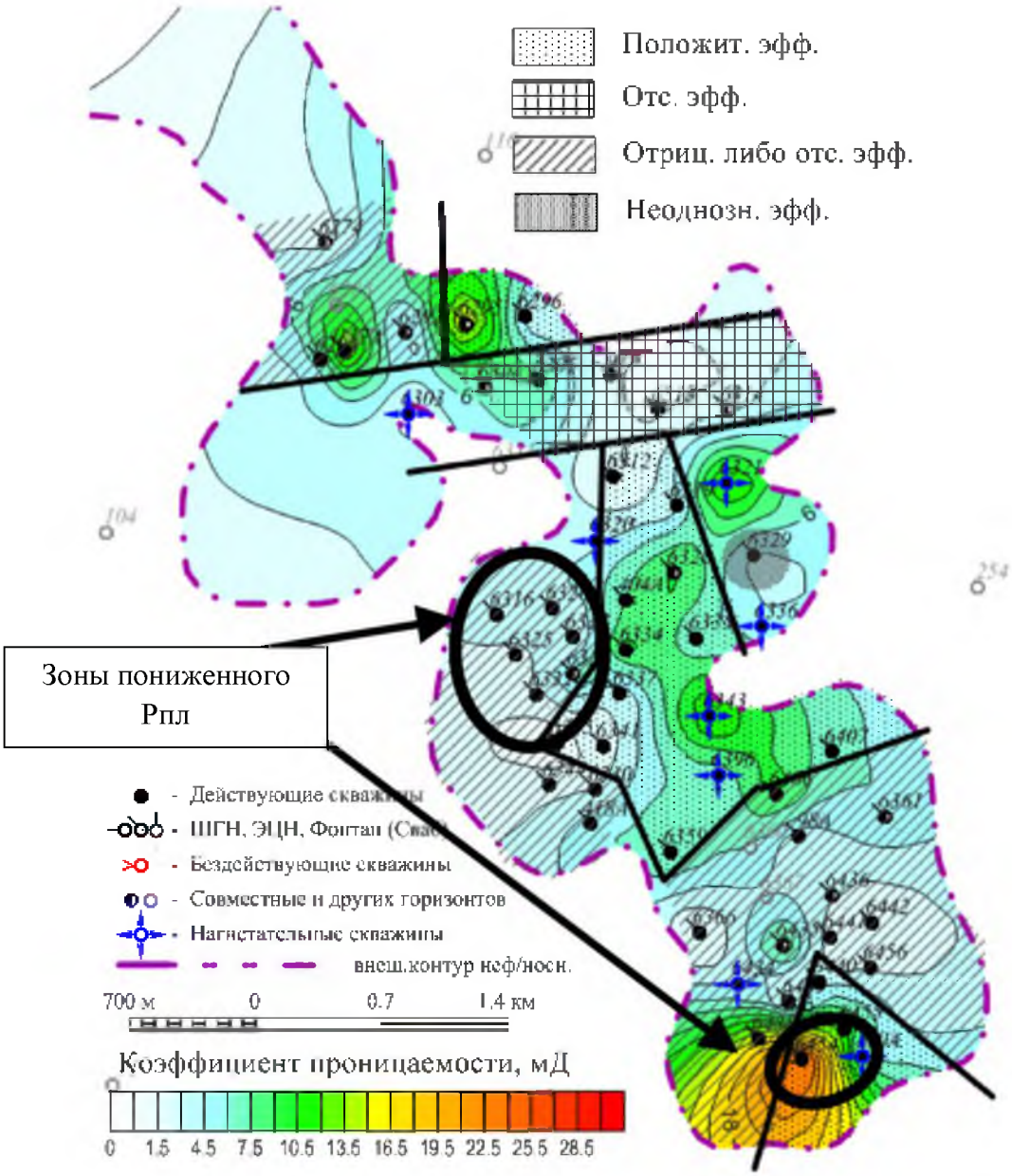


Рисунок 4.11 – Карта проницаемости

Перфорированные толщины и запасы

Водогазовое воздействие направлено на изменение вязкости пластовой жидкости. Однако, согласно уравнению Дюпюи, снижение вязкости может практически полностью нивелироваться при наличии проблем с другими факторами, влияющими на приток.

Для идеальной скважины к этим факторам относятся проницаемость, вскрытая нефтенасыщенная толщина, депрессия на пласт, радиус контура питания, для фактической скважины помимо них – степень вскрытия пласта и степень загрязнения ПЗП (скин-фактор).

Таким образом, на продуктивные возможности скважины повлияет, помимо рассмотренных факторов, вскрытая нефтенасыщенная толщина. Кроме того, скважина должна быть обеспечена запасами нефти.

На текущий момент данные условия для скважин залежи Алексеевского поднятия в р. с. № 117 эти условия выполняются (рисунок 4.12).

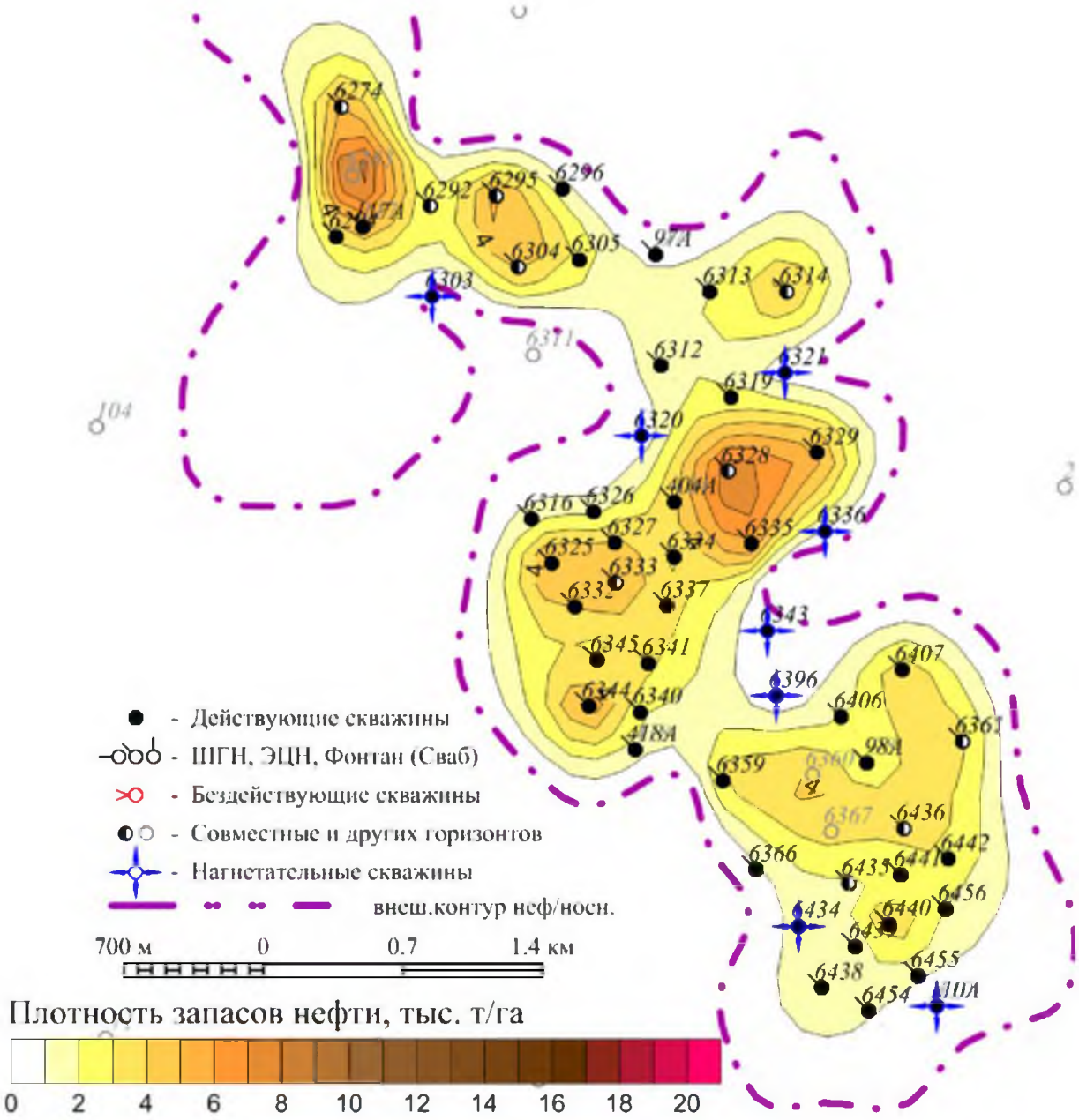


Рисунок 4.12 – Карта плотности текущих извлекаемых запасов

khdP

Для того, чтобы учесть рассмотренные факторы, сопоставим распределение зон различной эффективности с множителем $kh\Delta P_{\partial}$ из уравнения Дюпюи. Для этого построим условную карту распределения указанной величины (рисунок 4.13).

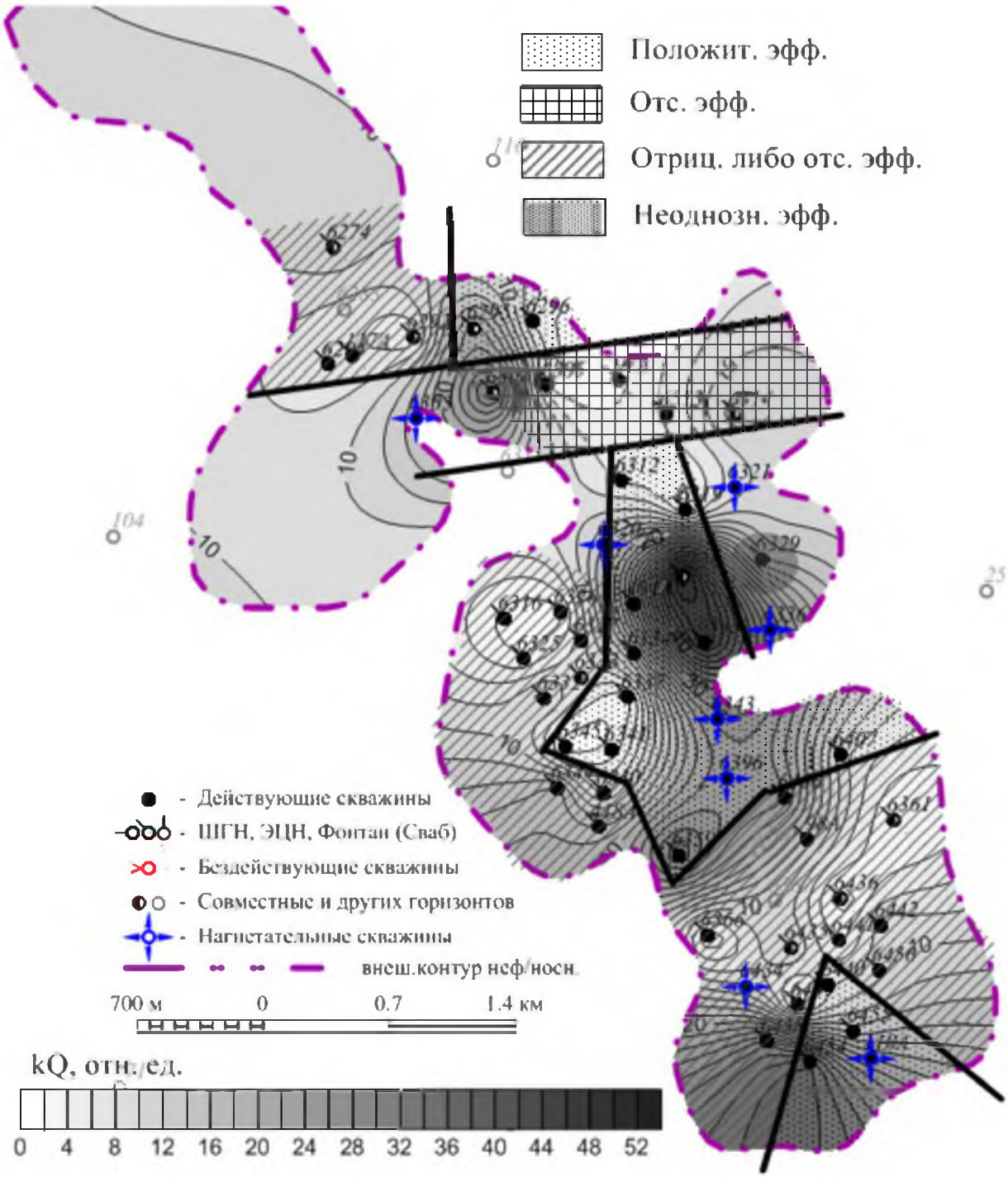


Рисунок 4.13 – Условная карта распределения показателя k_Q

Для уравнивания роли каждого из множителей используем отношения их величин к среднему значению по залежи: $k_Q = \frac{k}{k_{cp}} \frac{h}{h_{cp}} \frac{\Delta P_o}{\Delta P_{o\,cp}}$. Таким образом, потенциальная продуктивность каждой скважины выражена в ее отношении к потенциальной продуктивности "средней" скважины, при этом в качестве приближения приняты одинаковые вязкость, радиус контура питания и радиус скважины.

Видно, что **области, характеризующиеся высокими значениями k_Q, обеспеченные при этом извлекаемыми запасами (рисунок 4.13), с большей вероятностью характеризуются положительной эффективностью ВГВ.**

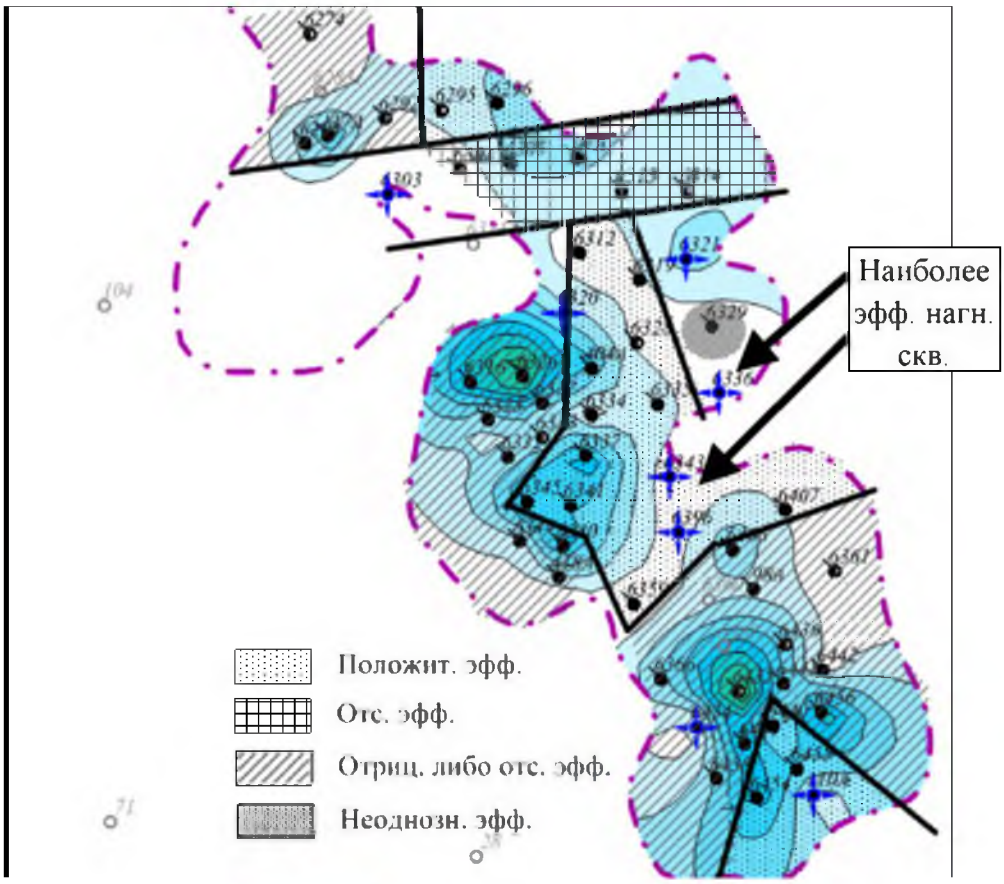
Неоднородность пласта

Кроме того, на эффективность ВГВ в частности и ППД в целом влияет и неоднородность пласта по проницаемости в областях расположения добывающих и нагнетательных скважин и между ними. Из рисунка 4.14 видно, что эффективнее всего работают нагнетательные скважины № 6336, 6343, расположенные в относительно однородных областях, наименьшей неоднородностью характеризуется и центральная область положительного эффекта по скважинам. В относительно однородных областях проявлению эффекта от ВГВ не мешают даже пониженные проницаемость и давление.

4.2. Контроль за прорывом газа в условиях Алексеевского месторождения

Залежь природных углеводородов представляет собой сложную динамическую систему, постоянно изменяющуюся во времени. При переходе на режим искусственного поддержания пластового давления состав пластового флюида претерпевает существенные изменения, что влечет за собой ряд изменений в дальнейшей разработке объекта. При обычном заводнении к забою добывающих скважин прорывается вода, что приводит к обводнению скважин и непродуктивному воздействию закачкой [37, 74]. При водогазовом воздействии прорывы нагнетаемого газа в отдельные добывающие скважины повышают его удельный расход и энергетические затраты на процесс. В связи с этим существенным является своевременное его обнаружение и ликвидация. Для контроля за процессом водогазового воздействия по добывающим скважинам проводится замер газового фактора, значительное повышение которого свидетельствует о прорыве газа.

а)



б)

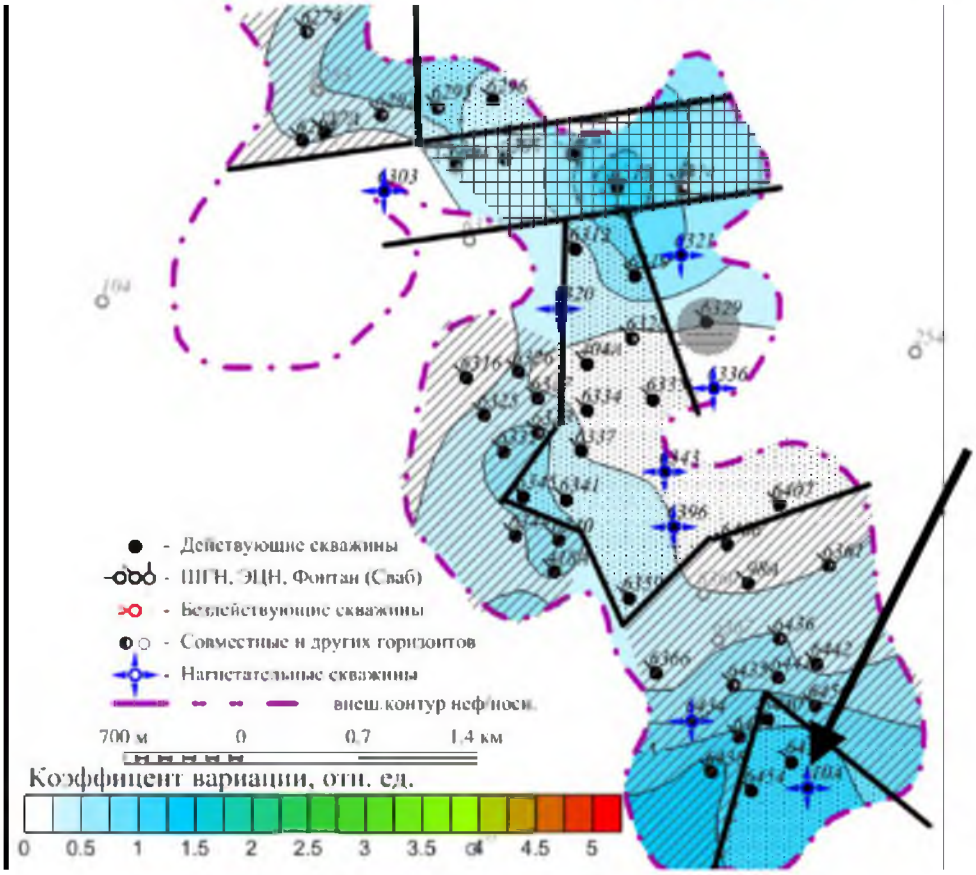


Рисунок 4.14 – Карта коэффициента неоднородности по проницаемости а) послойного; б) зонального

На Алексеевском месторождении в последние годы замер производится регулярно. На рисунке 4.15 приведены данные замеров газового фактора по состоянию на 2015 год. По площади рассматриваемого объекта наблюдается локальное повышение газового фактора.

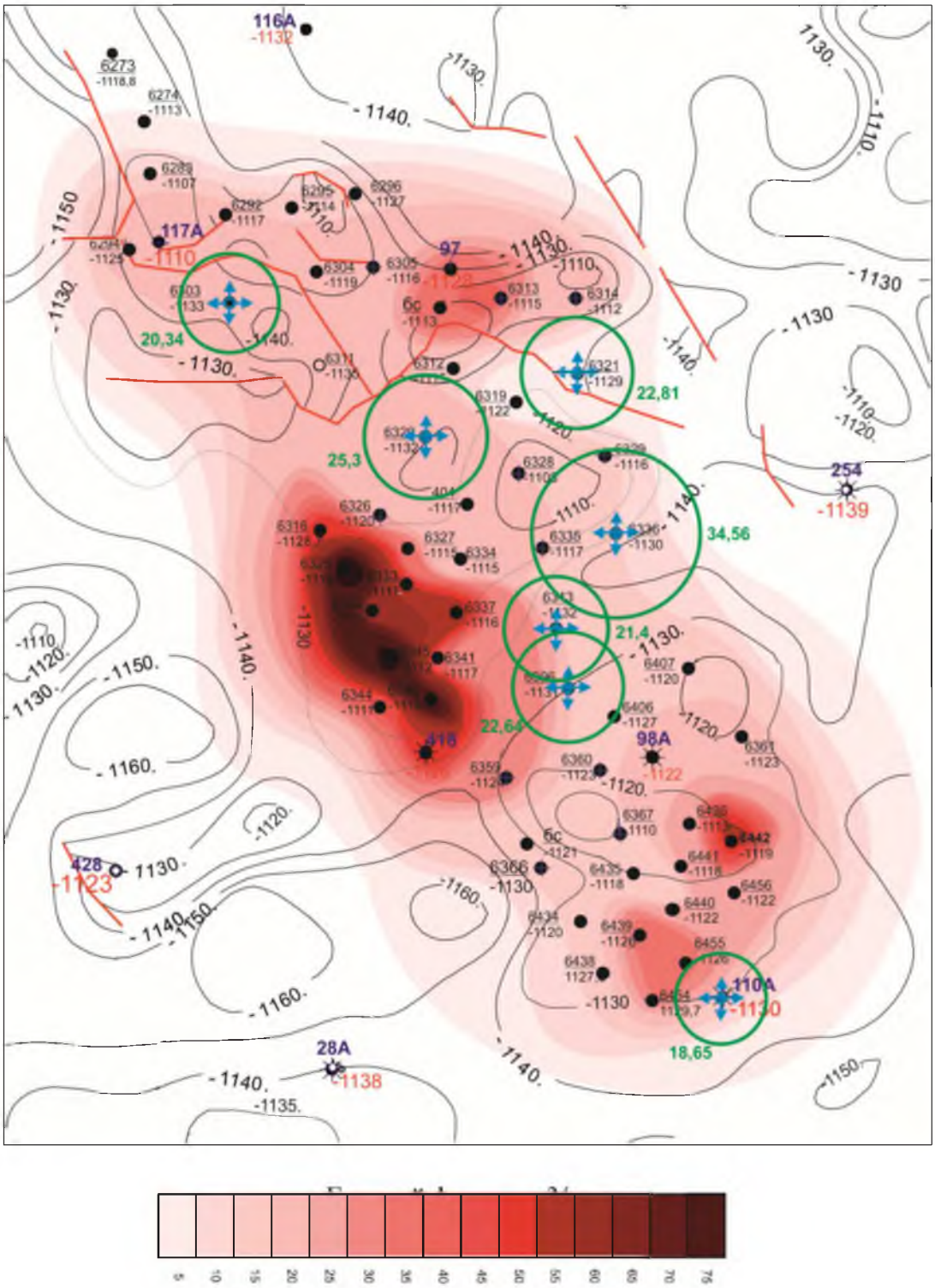


Рисунок 4.15 – Карта замеров газового фактора по добывающим скважинам кизеловского горизонта Алексеевского месторождения

Следствием повышения газового фактора при выработке запасов достаточно вязкой нефти должно быть повышение притока. Исследуя метод увеличения нефтеотдачи, определяющим фактором является дебит нефти. Осреднение данных по дебитам нефти 37 добывающих скважин показало, что в результате водогазового воздействия увеличение газового фактора способствует росту дебита нефти (рисунок 4.16) до интервала, соответствующему 20-30 м^3/т, дальнейшее насыщение газа приводит к снижению дебита нефти.

В таких случаях необходимо принятие мер по предотвращению и минимизации негативного воздействия закачиваемого газа. По способу борьбы с прорывом газа в зависимости от характера мероприятия можно условно разделить на два направления - технологическое и физико-химическое (рисунок 4.17). Технологическое решение борьбы с прорывами закачиваемого газа в составе водогазовой смеси осуществляется путем снижения отборов жидкости из скважин, в которых отмечается прорыв. Вследствие чего увеличивается забойное давление в скважине и уменьшается или прекращается поступление газа. Бывают случаи, когда возникает необходимость полностью закрыть скважину, в которую произошел прорыв газа.

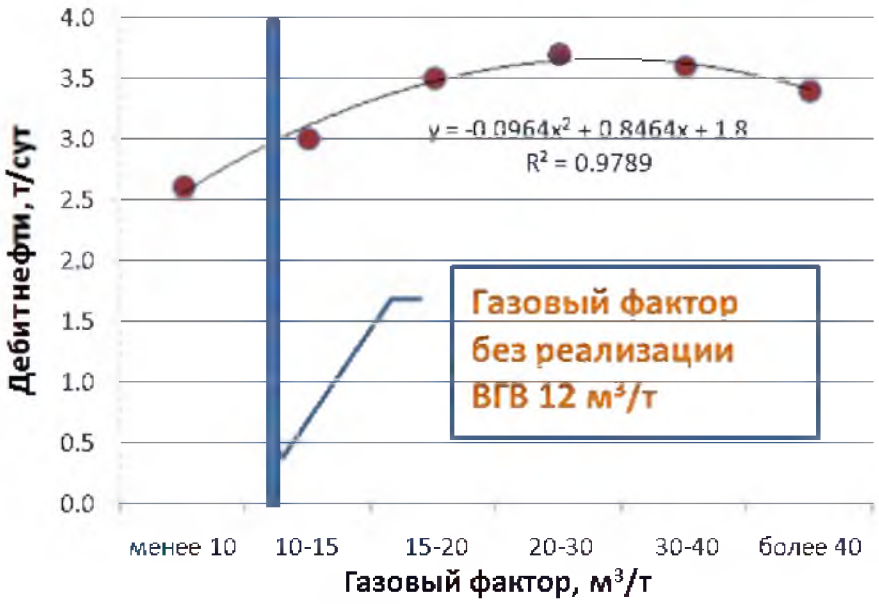


Рисунок 4.16 – Зависимость притока нефти от изменения газового фактора по добывающим скважинам

В отдельных случаях альтернативным технологическим решением по борьбе с прорывами являются меры со стороны нагнетательной скважины, в которую вместе с газом нагнетают вязкую жидкость, заполняющую высокопроницаемый пропласток и, следовательно, препятствующую движению газа по такому пропластку. Кроме того,

регулирование составом и объемом нагнетаемой смеси позволяет управлять прорывом газа.

Рисунок 4.17 – Пути минимизации негативного воздействия газа

Физико-химическое решение основано на общем или поинтервальном воздействии на призабойную зону добывающих скважин с целью предотвращения прорыва газа по отдельным проницаемым прослоям пласта. К примеру, это может быть реализовано закачкой полимер-дисперсной системы, флоккулирующей газовую фазу.

4.3. Управление водогазовым воздействием в ходе разработки кизеловского горизонта Алексеевского месторождения

Имеющийся опыт применения газовых методов повышения нефтеотдачи и хорошая геологическая изученность Алексеевского месторождения позволяет тщательно подойти к вопросу оптимизации водогазового воздействия. Основным объектом разработки, на котором осуществляется нагнетание водогазовой смеси, является кизеловский горизонт, который и был выбран в качестве объекта внедрения рекомендаций.

Как уже отмечалось, в третьей главе настоящей работы на опытном участке отмечается угасающее во времени волновое водогазовое воздействие на залежь (рисунок 3.8), при этом экспериментально получено, что в условиях Алексеевского месторождения

оптимальный диапазон продолжительности нагнетания в пласт ВГС является 4-6 дней в одном месяце. Предложения данной работы направлены на оптимизацию водогазового воздействия на продуктивный пласт, за счет регулирования продолжительности закачки газа в составе ВГС с минимальными капитальными затратами и высокой оперативностью.

По результатам анализа характера водогазового воздействия на кизеловский горизонт Алексеевского месторождения, было предложено вывести нагнетательные скважины на оптимальный режим работы, с выходом на максимальную продолжительность закачки газа в составе ВГС 6,5 дней в одном месяце. Технологическое решение по нагнетательным скважинам Алексеевского месторождения приведено в таблице 4.5.

Таким образом, скважины №№ 6320, 6303, 6321, 6336, 6343, 6396 и 110 были выведены на предлагаемый режим работы, благодаря чему удалось увеличить общую эффективность работы реагирующих добывающих скважин участка воздействия. Результаты оценки эффективности работы участка в районе рассматриваемых скважин до и после внедрения рекомендаций диссертационной работы показаны на рисунке 4.18.

Таблица 4.5

Рекомендуемая продолжительность закачки газа в составе ВГС по нагнетательным скважинам Алексеевского месторождения скважинам, дни

Дата	**6320**	**6303**	**6321**	**6336**	**6343**	**6396**	**110**
янв.15	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
фев.15	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
мар.15	3,7	3,7	3,7	3,7	3,4	3,7	3,7
апр.15	4,6	4,6	4,6	4,6	4,3	4,6	4,6
май.15	4,3	4,3	4,3	4,3	3,9	4,3	4,3
июн.15	6,5	6,5	6,5	6,5	5,8	6,5	6,5
июл.15	6,4	6,4	6,4	6,4	6,0	6,4	6,4

Суммарная технологическая эффективность от внедрения рекомендаций, по регулированию продолжительности закачки газа в составе ВГС на Алексеевском месторождении направленных на активизацию выработки остаточных запасов нефти на оснований исследований, за период с 01.01.2015 г. по 31.07.2015 г. составила 1840 т дополнительно добытой нефти.

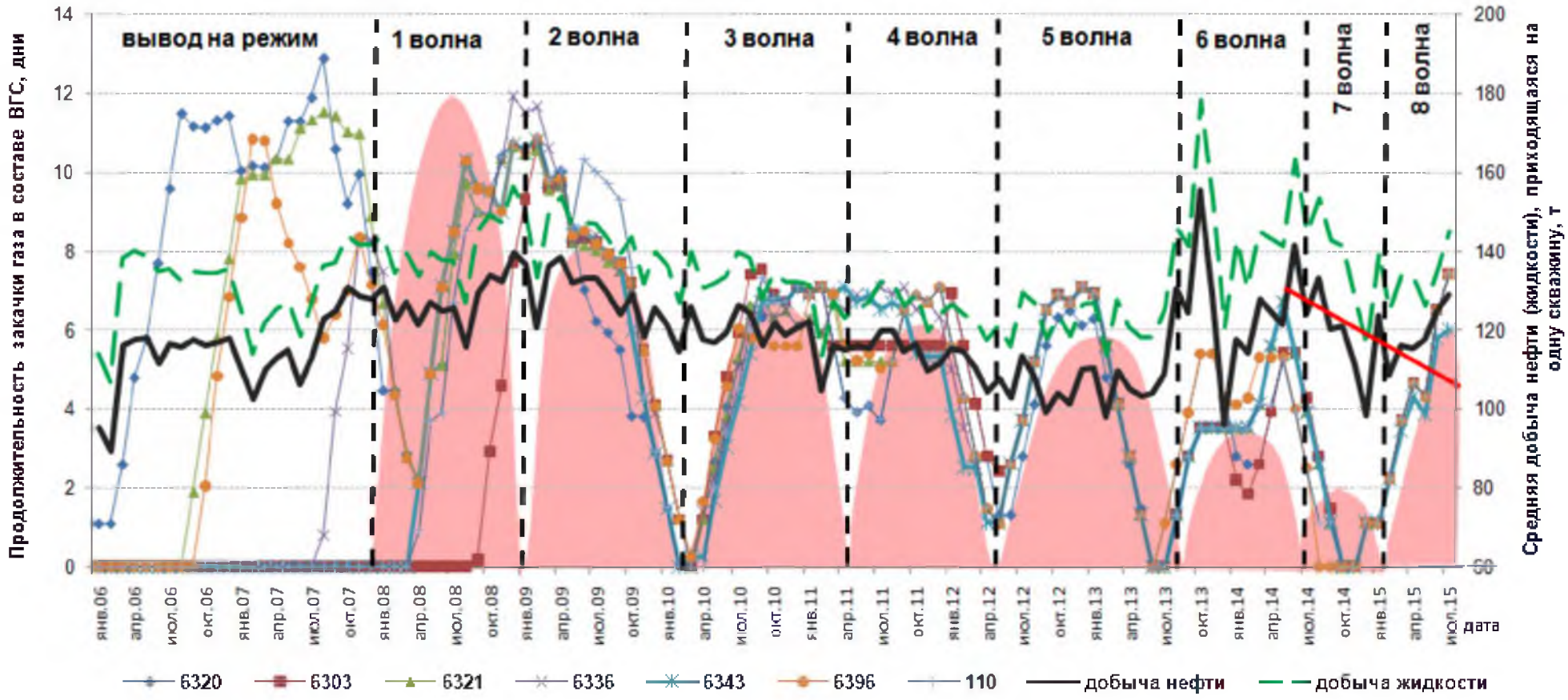


Рисунок 4.18 - Динамика продолжительности закачки газа в составе ВГС в нагнетательные скважины Алексеевского месторождения и средней величины отбора нефти и жидкости, приходящегося на одну скважину

Расчет экономической эффективности результатов внедрения рекомендаций диссертационной работы проводился на основе «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» и «Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96), а также согласно основным положениям Закона «О недрах», с применением упрощенного алгоритма, позволяющего использование в затратной части условно-переменной и условно-постоянной составляющих. В качестве критерия экономической эффективности предложен накопленный чистый дисконтированный поток наличности (∑NPV). Условно-переменная и условно-постоянная составляющие определялись по результатам экономической деятельности предприятия ОАО «Оренбургнефть» за весь рассматриваемый период. Коэффициент дисконта принят равным 0,15 д.ед. Цена на нефть на внутреннем рынке бралась средней за рассматриваемый период. Поскольку эффект от внедрения технологии продолжается, то оценивается текущее значение ∑NPV. На 01.09.2015 года экономическая эффективность от ГТМ составила 2,1 млн. руб.

Таким образом, реализация рекомендаций дала значительный технологический и экономический эффект.

Выводы по главе 4

1. Выделены следующие причины низкой эффективности либо отрицательного эффекта ВГВ:

1. Расположение скважин:

- удаленность реагирующих скважин от зон нагнетания;
- размещение в неоднородных по проницаемости зонах;
- размещение в областях низкой проницаемости.

2. Значительное снижение пластового давления.

3. Снижение проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Если первую проблему можно решить только рациональным размещением скважин и регулированием фонда, то вторую и третью – оптимизацией системы ППД и мероприятиями по устранению загрязнения ПЗП.

Таким образом, максимальную эффективность водогазовое воздействие будет проявлять при реализации максимального потенциала скважины, то есть при условии, что она обеспечена извлекаемыми запасами, и ее работе не мешают ни проблемы в ПЗП, ни

нереализованный потенциал по перфорации, ни проблемы в системе поддержания пластового давления.

Для контроля за состоянием выработки остаточных запасов нефти водогазовым воздействием в промысловых условиях предложен не только метод контроля за изменением дебитов, обводненности и газового фактора добывающих скважин, но и метод оценки импульсного отклика режимов закачки водогазовой смеси в нагнетательных и отбора в добывающих скважинах, что позволяет определить насыщение газа по пласту и изменение дебитов. По данным значений импульсных откликов можно проводить регулирование объемов закачиваемой ВГС и эффективностью отбора нефти.

2. Рекомендации автора по оптимизации водогазового воздействия путем регулирования продолжительностью закачки водогазовой смеси реализованы на кизеловском горизонте Алексеевского месторождения, в результате которых дополнительно добыто 1,8 тыс. т нефти с экономическим эффектом 2,1 млн. руб.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ результатов применения нестационарного режима работы скважин при интенсификации выработки запасов нефти водогазовым воздействием на пласт по основным критериям показывает наибольшую эффективность данного метода по сравнению со стационарным.

2. На основе проведенного анализа промысловых данных и решения вопросов эффективности водогазового метода, касающихся локальности воздействия по разрезу пласта, обоснованы интервалы нагнетания водогазовой смеси, получен однозначный ответ о том, что нагнетание ВГС в нефтенасыщенную часть пласта для данных коллекторов и свойств пластовых флюидов более эффективно по сравнению с нагнетанием смеси в водоносные интервалы.

3. Установлено, что на Алексеевском месторождении имеет место нестационарное (волновое) водогазовое воздействие, которое показало высокую эффективность для нефтевытеснения. Определена оптимальная продолжительность волнового режима нагнетания водогазовой смеси для условий рассматриваемого объекта и применяемых технологий разработки.

4. С целью повышения нефтеотдачи пласта предложено внедрение мобильного дозатора альтернативного газа (МДАГ) в существующую принципиальную схему технологии ВГВ Алексеевского месторождения, что позволит повысить КИН путем управления и регулирования с поверхности составом газа в газожидкостной смеси.

5. В ходе исследований реакции пласта на водогазовое воздействие по отдельным скважинам выделены параметры негативного влияния на эффективность ВГВ, касающиеся расположения скважин, энергетических условий пласта и фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта. Предложены способы устранения негативных факторов.

6. Установлено, что нестационарное водогазовое воздействие приводит к повышению КИН за счет роста коэффициента вытеснения увеличением подвижности пластовой нефти и увеличения коэффициента охвата за счет цикличности метода.

7. Установлены закономерности вытеснения нефти из многослойных неоднородных по проницаемости коллекторов в зоне ЧНЗ и ВНЗ. Получено, что оптимальным является соотношение Qг:Qв в водогазовой смеси от 1:2 до 1:3.

8. Практическая реализация полученных рекомендаций и выводов в области оптимизации водогазового воздействия путем регулирования продолжительностью закачки водогазовой смеси: реализованы на кизеловском горизонте Алексеевского месторождении, в результате чего дополнительно добыто 1840 т нефти с экономическим эффектом 2,1 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторский надзор и совершенствование водогазового воздействия на пласт Алексеевского месторождения [Текст]: отчет о НИР / ЗАО "Алойл", ООО НПФ «Востокнефтегазтехнология». – Уфа, 2008. – Кн. 1: 210 с.

2. Айрапетян, М. А. К вопросу об эффективности водогазовой репрессии при вторичной эксплуатации нефтяных горизонтов [Текст] / М. А. Айрапетян // Тр. Института нефти академии наук Казахской ССР, Том 1. – 1956. – С.33-45.

3. Анализ пробной эксплуатации Ачимовской залежи Восточно-Перевального месторождения (пласт Ач) [Текст]: отчет о НИР / КогалымНИПИнефть. – Когалым, 1999. – С. 121–145.

4. Анализ разработки Восточно-Перевального месторождения с обоснованием участков опытно-промышленных работ [Текст]: отчет о НИР / КогалымНИПИнефть. – Когалым, 2009. – 219 с.

5. Анализ разработки месторождения Северный Сох [Текст]: отчет о НИР / СредАзНИПИнефть; рук. Далиев И. Д. – Ташкент, 1990. – 92 с.

6. Андреев, В. Е. Комплексное геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи [Текст]: дис. … д-ра техн. наук: 05.15.06: защищена 10.04.1998: / Андреев Вадим Евгеньевич. – Тюмень, 1997. – 347 с.

7. Анурьев, Д. А. Анализ неопределенностей при моделировании водогазового воздействия на нефтяной пласт с применением нейронных сетей [Текст] / И. Н. Кошовкин, Д. А. Анурьев, А. Л. Дейнеженко // Известия Томского политехнического университета. – 2010, – Том 36. – № 1. – С. 113-118.

8. Анурьев, Д. А. О применимости водогазового воздействия для разработки юрских пластов [Текст] / Д. А. Анурьев, И. Н. Кошовкин, А. Л. Дейнеженко, А. Г. Скрипкин // Нефтяное хозяйство. – 2011.– № 3. – С. 36–40.

9. Анурьев, Д. А.Оценка параметров влияющих на результаты гидродинамического моделирования процесса ВГВ [Текст] / Д. А. Анурьев // Материалы 13–го международного научного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». 2009.– С. 423-425.

10. А.с. 92770 СССР, МПК Е 21 В 43/18. Способ эксплуатации нефтяных месторождений [Текст] / Айрапетян М. А. (СССР). – 395607; заявлено 18.04.49; опубл. 01.01.51.

11. А.с. 95258 СССР, МПК Е 21 В 43/18. Способ эксплуатации нефтяных месторождений [Текст] / Капелюшников, М. А., Фокеев В. М. (СССР). – 388801; заявлено 15.12.48; опубл. 01.01.53.

12. Борисов, В. С. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения [Текст] / В. С. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С. 36 – 40.

13. Брусиловский, А. И. Особенности свойств пластовой углеводородной смеси юрской залежи Восточно-Перевального месторождения [Текст] / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева, С. Н. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 33-54.

14. Брусиловский, А. И. Эффективный подход к описанию свойств пластовых углеводородных систем при планировании разработки нефтяных и газонефтяных залежей [Текст] / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 7. – С. 50-54.

15. Буторин О. И. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты [Текст] / О. И. Буторин, Г. Н. Пияков // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 8–10. – С.54-59.

16. Ваньков, А. А. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт [Текст] / А. А. Ваньков, Р. Г. Нургалиев, Ю. А. Червин, В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 3. – С. 10-13.

17. Васильев, Р.В. Водогазовое воздействие на Восточно–Перевальном месторождении [Текст] / Р.В. Васильев [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 40-43.

18. Вафин, Р. В. Метод регулирования технологией водогазового воздействия на пласт [Текст] / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 30-32.

19. Вафин, Р. В. Об опыте разработки совместно–разноименных пластов с применением технологии одновременно–раздельной эксплуатации [Текст] / Р. В. Вафин, Т. Р. Вафин, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 5-11.

20. Вафин, Р. В. Основы извлечения вязких недонасыщенных газом нефтей из карбонатных коллекторов водогазовым воздействием на пласт [Текст]: дис. … д–ра техн. наук: 25.00.17: защищена 25.12.2009:/ Вафин Риф Вакилович. – Уфа, 2009. – 232 с.

21. Вафин, Р. В. Особенности разработки нефтяных залежей кизеловского горизонта Алексеевского месторождения [Текст] / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 3. – С. 16-23.

22. Вафин, Р.В. Повышение эффективности технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении [Текст] / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 33-35.

23. Вафин, Р. В. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным [Текст] / Р. В. Вафин, Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 24-28.

24. Вафин, Т. Р. Об оценке предельных объемов газа в водогазовой смеси [Текст] / Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, Р. Х. Гильманова, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 44-52.

25. Вафин, Т. Р. Определение интенсивности воздействия на пласт закачкой водогазовой смеси в циклическом режиме [Текст] / Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, Р. Х. Гильманова, М. Н. Шаймарданов, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 16-21.

26. Вафин, Т. Р. Оценка выбора эффективного интервала нагнетания водогазовой смеси в пласт [Текст] / Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, А. Н. Астахова, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 48-53.

27. Вафин, Р.В. Разработка нефтенасыщенных трещиновато-поровых коллекторов водогазовым воздействием на пласт. [Текст] / Р.В Вафин //СПб, Недра, 2007. – 217 с.

28. Владимиров, И.В. Моделирование процессов разработки нефтяной залежи башкирского яруса Тавельского месторождения [Текст]/ И.В. Владимиров, Р.Х. Гильманова, Т.Г. Казакова, В.М. Коряковцев, Р.Р. Зарипов, Р.В. Вафин // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ. – 2004. –№ 6. – С. 55-73.

29. Гавура, А. В. Ретроспективный анализ результатов применения МУН и технологий интенсификации добычи нефти на Самотлорском месторождении. IV международный технологический симпозиум «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи» [Текст] / А. В. Гавура, З. Г. Мубаракшин, В. Е. Разуменко, М. А. Шаламов // Труды симпозиума 15 – 17 марта 2005 г. – Москва, 2005. – С. 33-43.

30. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.

31. Гримус, С. И. Особенности формирования структуры фильтрационного потока в верхней части разреза пластовой залежи нефти при водогазовом воздействии [Текст] /С. И. Гримус / Научные труды БелНИПИнефть: 2010. – № 3. – С.24-28.

32. Гусев, С. В. Регулирование водогазового воздействия на пласт[Текст] / С. В. Гусев, Я. Г. Коваль, Т. М. Сурнов, Г. А.Харитонова // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С.146.

33. Добрынин, В. М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа [Текст] / В. М. Добрынин, А. Г. Ковалев, А. М. Кузнецов, В. Н. Черноглазов // Обз. информация ВНИИОЭНГ. М.: 1988. – С. 56.

34. Дополнение к технологической схеме разработки Алексеевского нефтяного месторождения [Текст]: отчет о НИР / ООО «Наука», Г. Г. Емельянова, Н. И. Зевакин и др. – Бугульма, 2010. – 343 с.

35. Дроздов, А. Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование до вытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения

[Текст] / А. Н. Дроздов, Ю. А. Егоров, В.П. Телков [и др.] //Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48-51.

36. Дьяконов, В. MATLAB. Обработка сигналов и изображений [Текст] / В. Дьяконов, И. Абраменкова. – СПб: Изд–во «Питер», 2002. – 608 с.

37. Закс, С. Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов [Текст] / С. Л. Закс. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 54 – 90.

38. Зацепин, В. В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействии с закачкой водогазовой смеси в пласт [Текст] / В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 10-13.

39. Зубарев, В.В. Выбор оптимального агента для осуществления водогазового воздействия при различных геолого-технологических условиях [Текст] / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть,– М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - С. 228-234.

40. Зубарев, В.В. Проектирование водогазового воздействия с использованием информационных технологий [Текст] / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Бурение и нефть. –2008. – № 7-8. - С. 52-53.

41. Зубарев, В.В. Предпосылки и перспективы применения сайклинг-процесса на Северо-Елтышевском месторождении. Анализ на основе гидродинамического моделирования [Текст] / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть.– М.: ВНИИОЭНГ, 2009. - С. 80-86.

42. Ибатуллин, Р.Р. Исследование возможности перехода на нагнетание неуглеводородного газа на заключительной стадии сайклинг-процесса [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Зубарев В.В., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. - С. 86-91.

43. Ибрагимов, Г. 3. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти [Текст] / Г. 3. Ибрагимов, К. С. Фазлутдинов, Н. И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1991. – 208 с.

44. Иванов, В. И. Фазовые проницаемости при фильтрации трехфазного потока в пористой среде в случае комбинированной периодической закачки воды и воздуха в пласт. Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений[Текст] /В. И. Иванов //Материалы межвузовской конференции при Казанском университете 29–31 октября 1963 г. – Казань. – 1964. – С.150-153.

45. Капелюшников, М. А. Физическое состояние нефти, газа и воды в условиях нефтяного пласта [Текст] / М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе, С. Л. Закс // Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1952. – №. 11.

46. Ковалев, А. Г. Методика экспрессного определения фазовых проницаемостей при установившемся совместном течении нефти и воды [Текст] / А. Г. Ковалев, А. М. Кузнецов, В. В. Покровский // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 7. – С. 36-39.

47. Коваленко, Э. К. Лабораторные исследования эффективности периодической закачки воздуха в процессе заводнения неоднородных пластов [Текст] / Э. К. Коваленко, И. Л. Мархасин, М. М.Саттаров // Тр. УфНИИ. – 1963. – Вып.9–10. – С.155-160.

48. Кокорев, В. И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / В. И. Кокорев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 24-27.

49. Колмогоров, А. Н. Элементы теории функций и функционального анализа [Текст] /А. Н. Колмогоров, С. В.Фомин. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. – 572 с.

50. Крючков, В. И. Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа как альтернатива заводнению [Текст] /В. И. Крючков, Г. В. Романов, М.Ф. Печеркин [и др.]// Интервал. – 2004. – № 4. – С.56-60.

51. Кундин, С. А. Исследования на моделях нефтеотдачи при вытеснении газированной нефти водой[Текст] / С. А. Кундин // Нефтяное хозяйство. – 1959. – № 11. – С.54-59.

52. Кундин, С. А. О величине остаточной газонасыщенности при вытеснении газированной нефти водой [Текст] / С. А. Кундин // НТС по добыче нефти. ВНИИ. – 1961. – № 12. – С. 57-62.

53. Кундин, С. А. Экспериментальные данные о фазовых проницаемостях при фильтрации трехкомпонентных смесей [Текст] / С. А. Кундин // / Тр. ВНИИ.–1960. – Вып.28. – С. 96-113.

54. Латыпов А. Р. Методические вопросы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа [Текст] / А. Р. Латыпов, И. С. Афанасьев, В. П. Захаров, Т. А. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11 – С. 28-31.

55. Лискевич, Е. И. Вытеснение нефти газоводяными смесями [Текст]/ Е. И. Лискевич, Ю. М. Островский // Тр. Укргипрониинефть. – 1973. – Вып.11–12. – С.233-240.

56. Лискевич, Е. И. Вытеснение нефти газом и водой при комбинированной закачке [Текст]/ Е. И. Лискевич // НТС «Проблемы нефти и газа Тюмени». – 1974. – Вып.–22.–С.35-37.

57. Лукин, А. Введение в цифровую обработку сигналов (математические основы) [Электронный ресурс]: электрон. изд-е лаборатории компьютерной графики и мультимедиа МГУ / А. Лукин. – http://pv.bstu.ru/dsp/dspcourse.pdf.

58. Лысенко, В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений [Текст] / В. Д. Лысенко. – М.: «Недра–Бизнесцентр», 2000. – 518 с.

59. Лысенко, В. Д. Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа [Текст] / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 2. – С. 4-15.

60. Любимов, Н. Н. Использование средств гидродинамического моделирования для оценки технологической эффективности режима смешивающегося вытеснения нефти при реализации технологии водогазового воздействия на пласт [Текст] / Н. Н. Любимов // Бурение и нефть. – 2012. – № 12. – С. 48-51.

61. Мамлеев, Р. Ш. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / Р. Ш. Мамлеев, Н. А.Прокошев // Нефтяное хозяйство. – 1979. –№3. – С. 32-34.

62. Манапов, Т. Ф. Экспериментальное определение коэффициента вытеснения нефти водой, газом и при попеременной закачке газа и воды на керне терригенных отложений покурской свиты Самотлорского месторождения [Текст] / Т. Ф. Манапов, Р. В. Вафин, А.К. Макатров, Д. К. Сагитов, М. С. Антонов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений – 2008. – № 11. – С. 32-34.

63. Муслимов, Р. Х. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении [Текст] / Р. Х. Муслимов, Р. С. Хисамов, Р. В.Вафин, Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 23-31.

64. Обоснование применения газового и водогазового воздействия. Этап 2. Анализ теоретических и экспериментальных работ по газовым и водогазовым методам воздействия на пласт [Текст] : отчет о НИР / ВНИИнефть; рук. Желтов Ю. В.– М.:1988. – С. 56-67.

65. Островский, Ю. М. Вытеснение газированной нефти газоводяными смесями [Текст]/ Ю. М. Островский, А. И. Хомышин, Е. И. Лискевич // Тр. Укргипрониинефть. – 1979. – Вып.29. – С.98-100.

66. Островский, Ю. М. Вытеснение нефти газоводяными смесями из слоисто-неоднородных пластов [Текст]/ Ю. М. Островский, А. И. Хомышин // Тр. Укргипрониинефть. – 1979. – Вып.29. – С.100-103.

67. Островский, Ю. М. К вопросу комплексного решения проблемы повышения нефтеотдачи пластов и сохранения фонтанного периода эксплуатации скважин [Текст]/ Ю. М. Островский, Е. И. Лискевич, Н. А. Николаенко и др. // Тр. Укргипрониинефть. – 1973. – Вып.11–12. – С.206-211.

68. Островский, Ю. М. К расчету относительных проницаемостей при нестационарном трехфазном потоке [Текст]/ Ю. М. Островский // Тр. Укргипрониинефть. – 1973. – Вып.11–12. – С.226-232.

69. Островский, Ю. М. О механизме комбинированного вытеснения нефти водой и газом [Текст] / Ю. М. Островский, Р. А. Гнатюк, Е. И. Лискевич // Тр. Укргипрониинефть. – 1973. – Вып.11–12. – С. 220-225.

70. Островский, Ю. М. Экспериментальные результаты вытеснения нефти из загазованных и обводненных пористых сред [Текст] / Ю. М. Островский, Е. И. Лискевич и др. // Тр. Укргипрониинефть. – 1973. – Вып.11–12. – С. 3-10.

71. Патент РФ 2441977. Способ разработки месторождения / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Зубарев В.В. /Заявл. 27.07.2010, № 2010131628 Опубл. 10.02.2012. Бюл. изобретения № 4. – 6 с.

72. Патент РФ 2442881. Способ разработки месторождения / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Зубарев В.В. / Заявл. 27.07.2010, № 2010131624 Опубл. 20.02.2012. Бюл. изобретения № 5. – 6 с.

73. Петренко, В. И. Взаимосвязь природных газов и воды [Текст] / В. И. Петренко, Н. В. Петренко, В. Г. Хадыкин, В. Д. Щугорев. – М.: Недра, 1995. – 279 с.

74. Подсчётзапасов нефти и газа Восточно–Перевального месторождения по состоянию на 01.01.1990 Мингео СССР [Текст] : отчет о НИР / Концерн «Тюмень геология», Тюменская тематическая экспедиция. – г. Тюмень, 1990. – С. 67-82.

75. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты [Текст]/Г. С. Степанова. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.

76. Телков, В. П. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт [Текст] / В. П. Телков, Н. Н Любимов // Бурение и нефть. – 2012. – № 12. – С. 39–42.

77. Технологическая схема опытно–промышленной разработки Алексеевского месторождения водогазовой смесью (опытный участок скважин № 6343, 6396) [Текст] : отчет о НИР / ЗАО "Алойл", ООО НПО «Нефтегазтехнология». – Уфа, 2003. – Кн. 1: 204с.

78. Технологическая схема опытно–промышленной разработки Восточно–Перевального месторождения [Текст]: отчет о НИР / КогалымНИПИнефть. – Когалым, 1999. – С. 267-308.

79. Трофимов, А. С. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия / А.С. Трофимов, Н. Р. Кривова, С. В. Мигунова, Ф. Ф. Галиев, И. Е. Платонов, С. В. Госев // Вестник Недропользователя. – 2006. – № 17. – С. 65-68.

80. Трофимов, А.С. Результаты водогазового воздействия на пласт $АВ_1^1$ Самотлорского месторождения [Текст] / А. С. Трофимов, С. В. Мигунова, С. В. Поняев // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. Междунар. симпоз. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С.410-411.

81. Фанчи, Д. Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков [Текст] / Д. Р. Фанчи // – М.–Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 256 с.

82. Хисамутдинов, Н.И. О некоторых особенностях вытеснения нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов водогазовой смесью [Текст] / Сарваретдинов Р.Г., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш., Насыбуллин А.В. //– М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ “Нефтепромысловое дело”.– 2016.– № 1., С. 12-16.

83. Хисамутдинов, Н. И. Технологии интенсификации отбора нефти из истощенных месторождений [Текст] / Н. И. Хисамутдинов, Д. К. Сагитов, Р. Х. Гильманова, Т. Р. Вафин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – 312 с.

84. Эфрос, Д. А. Определение средних размеров газовых включений при нестационарной фильтрации газированной жидкости [Текст] / Д. А. Эфрос, С. А. Кундин //Тр. ВНИИ –1957. – Вып.10. – С.318-338.

85. Юсупов, А. З. Экспериментальные исследования водогазового воздействия [Текст] / А.З. Юсупов // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 18. – С. 29-31.

86. Alston, R. B. CO_2 minimum miscibility pressures: a correlation for impure CO_2 streams and live oil systems [Text] / R. B. Alston, G. P. Kokolis, C. F. James // SPE J.–1985.–№ 4. – P. 268-274.

87. Anuryev, D. A. Development History Case of a Major Oil–Gas–Condensate Field in a New Province [Text] / D.A. Anuryev, V. A. Grinchenko, A. V. Miroshnichenko, Y. I. Gordeev, A. N. Lazeev // SPE Paper. – 2013. – P.17.

88. Christensen, J. R. Review of WAG field experience [Text] / J. R. Christensen, E. H. Stenby, A. Skauge // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – Vol. 4. – № 2. – p. 97-106.

89. Cronquist, C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils [Text] / C.Cronquist Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa. – 1978. – P. 28-30.

90. Dong, M. Potential of Greenhouse Gas Storage and Utilization through Enhanced Oil Recovery – Task 3: Minimum Miscibility Pressure (MMP) Studies [Text] / M. Dong // Final Report (SRC Publication). – 1999. – № 9. – P. 110-468.

91. Dues, A.B. Production of Water – Driven Reservoirs below their bubbling Point [Text] /A.B. Dues // J.of Petrol. Technology, – 1953. – Vol. 6. – No. 10. – P. 151-158.

92. Glaso, O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation [Text] / O. Glaso // SPE. – 1985. – P. 927-934.

93. Holmgren, C.R. EffektofFreeGasSaturationonOilResoverybyWater– flooding [Text] / C.R. Holmgren, R.A. Morse // Petrol.Trans.AIME. – 1951. – Vol.192. – P. 135-140.

94. Ifeachor, E. C. Digital Signal Processing [Text]: A Practical Approach / E. C. Ifeachor, B. W. Jervis. – Upper Saddle River: Prentice Hall, 2002. – 934 p.

95. Kyte, I.R. Mechanism of Water–flooding in Presence of Free Gas [Text] /I.R. Kyte et al. // Petr. Trans. AIME. – 1956. – Vol.207. – P. 215-221.

96. Nagy, S Use of nitrogen and carbon dioxide injection in exploitation of light oil reservoirs [Text] / S. Nagy, A. Olajossy, J. Siemek // Acta Montanistica Slovaca. – 2006. – № 11. – P. 120-124.

97. Nobakht, M. Determination of CO_2 Minimum Miscibility Pressure from Measured and Predicted [Text] /M. Nobakht, S. Moghadam, Y. Gu // Equilibrium Interfacial Tensions. Ind Eng Chem Res. – 2008. – № 47. – P. 8918–8925.

98. Richardson, J. G. Laboratory Investigation of the Effect of Rate on Recovery of Oil by the Water–flooding [Text] / J. G. Richardson, F. Perkins // Trans. AIME. – 1957. – Vol.210. – P. 114-121.

99. Sebastian, H. W. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO_2 Streams [Text] / H. W. Sebastian, R. S. Wenger, T. A. Renner // JPT. – 1985. – № 11. – P. 2076-2082.

100. Walker, J. V. Performance of Seeligson Zone 20B–07 Enriched–Gas–Drive Project [Text] / J. V. Walker , J. L. Turner // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – Vol. 20. – No. 4. – P. 369-373.

101. Yellig, W. F. Determination and Prediction of CO_2 minimum Miscibility Pressures [Text] / W. F. Yellig, R. S. Metcalfe // JPT. – 1980. – P.160-168.

102. Yuan, H. Improved MMP Correlations for CO_2 Floods Using analytical Gasflooding Theory [Text] / H. Yuan, R. T. Johns, A. M. Egwuenu, B. Dindoruk // SPE REE. – 2005. – P. 418-425.