

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ СКВАЖИНЫ НА ТАЛАКАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Руководитель _____ доцент, к.т.н Е.Л. Морозова
подпись, дата

Выпускник _____ А.С. Кузнецов
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусяченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кузнецову Андрею Сергеевичу

Группа ЗНБ14-04 БВ1

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Повышение эффективности обработки пород призабойной зоны скважины на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении

Утверждена приказом по университету № 6615/с от 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР Е.Л. Морозова, доцент кафедры РЭНГМ, к.т.н.,
кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Повышение эффективности обработки призабойной зоны скважины;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

Е.Л. Морозова

Задание принял к исполнению

подпись

А.С. Кузнецов

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение эффективности обработки пород призабойной зоны скважины на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении» содержит 82 страницы текстового документа, 15 рисунков, 20 таблиц, 25 использованных источников.

КАРБОНАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, СУХОКИСЛОТНЫЕ СМЕСИ.

Объектом исследования являются новые технологии проведения обработки призабойной зоны для горизонтальных скважин в условиях удаленных месторождений Восточной Сибири.

В связи с подписанным трудовым договором, использовать данные с Талаканского месторождения было невозможным и месторождение заменено на Юрубчено-Тохомское.

Целью работы является модернизация технологии проведения обработки призабойной зоны с помощью сухокислотных смесей.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геология месторождения	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Стратиграфия.....	8
1.3 Тектоника.....	10
1.4 Нефтегазоносность.....	12
1.5 Коллекторские свойства пластов.....	15
1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов ...	17
1.7 Физико-химические свойства нефти и газа	18
2 Технологическая часть.....	23
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	23
2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт.....	27
2.3 Обоснование рабочих депрессий и промысловых газовых факторов	31
3 Повышение эффективности обработки призабойной зоны.	42
3.1 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов	42
3.2 Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями	53
3.3 Обработка призабойной зоны пласта с помощью сухокислотного реагента	58
4 Безопасность и экологичность.....	66
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	66
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	68
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	69
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	71
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	72
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ...	75
4.7 Экологичность проекта	76

Заключение.....	78
Список сокращений.....	79
Список использованных источников.....	80

ВВЕДЕНИЕ

Характерной особенностью разработки карбонатных месторождений является необходимость проводить обработки призабойной зоны с помощью соляной кислоты. Несмотря на широкое применение СКО существует ряд проблем, таких как:

- значительная неоднородность коллектора при закачке кислоты;
- сложность доставки и хранения значительного количества соляной кислоты в условиях удаленного месторождения;
- коррозия внутрискважинного оборудования;
- неконтролируемая скорость реакции;
- возможность выпадения эмульсий и осадков.

Дипломная работа посвящена модернизации технологии проведения обработки призабойной зоны с помощью сухокислотной смеси для горизонтальных скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край).

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены [1, 2].

Юрубченский блок (лицензионный участок) представляет собой западную часть Юрубчено-Тохомской зоны и находится в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья – между реками Ангара и Подкаменная Тунгуска, административно в пределах Байкитского района Эвенкийского муниципального района Российской Федерации (Красноярский Край).

Юрубченский блок имеет следующие географические границы (координаты угловых точек), которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географические границы ЮТМ

Угловая точка	Координаты угловой точки
1	60° 42' СШ*, 95 30' ВД**
2	60° 42' СШ, 97° 21' ВД
3	59° 58' СШ, 97° 21' ВД
4	60° 6' СШ, 95° 30' ВД
* – Северная Широта (СШ).	
** – Восточная долгота (ВД).	

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байкит. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Байкит и Куюмба.

Основной транспортной артерией является река Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба – 1551 км.

Доставка грузов в зимнее время с декабря по апрель осуществляется по зимним автотракторным дорогам, а также от поселка Богучаны, расположенном в 300 км к югу от месторождения (куда грузы могут доставляться: летом водным транспортом, по р. Ангаре, круглогодично – по железной дороге, до станции Карабула, в остальное время – вертолетами). Аэродром в Байките позволяет принимать самолеты Як-40, Ан-24, зимой – Ил-76. На рисунке 1.1 проиллюстрировано географическое расположение ЮТМ.



Рисунок 1.1 – Географическое положение Юрубчено-Тохомского месторождения

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м. К настоящему времени, в пределах ЮТЗ пробурено 94 скважины, в том числе 9 параметрических, 43 поисковых и 42 разведочных (в 57 скважинах получены промышленные притоки нефти).

В 2007 году Томским научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа («ТомскНИПИнефть») подготовлена и направлена на экспертизу «Технологическая схема разработки Юрубчено-Тохомского участка Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах запасов категории С1».

1.2 Стратиграфия

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейкской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и средне-протерозойским – рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование. В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранне-протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами. Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ была затем размыта в течение нескольких сотен миллионов лет.

Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались

широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой.

Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах.

Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская	R3irm
	Токурская	R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская	R2vng
	Рассолкинская	R2rsl
	Юктенская	R2yuk
	Копчерская	R2kop
	Куномбинская	R2kmb
	Долгоктинская	R2dlg
	Юрубченская	R2yur
	Мадринская	R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия [3].

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием, и в разных частях блока скважины вскрывают разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

1.3 Тектоника

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;
- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;
- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мегасвода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантеклизы и Курейской

синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105×85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650 м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазаливу – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе – 3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м [4].

1.4 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII₁, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII₁ приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м³/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м³/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта P1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м³/сут) и Юр-72 (39,3 м³/сут и 78 м³/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине – Вдр-6 (118 тыс.м³/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт Р1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт Р1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км² (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км² (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км² (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км² (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км² (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м³/сут) дебиты нефти из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4.

Максимально высокие (более 100 тыс.м³/сут) дебиты газа из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 1.3 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д.

Таблица 1.3 – Краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	725 680
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазоносности в пределах Юрубченского участка	Притоки нефти и газа в большой группе скважин

В таблице 1.4 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта P1-2Д.

Таблица 1.4 – Характеристики толщин продуктивного горизонта P1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значения
Эффективная	Среднее значение	м	119,9
	Интервал изменения		4,6-347,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение		41,9
	Интервал изменения		12,4-49,6
Газонасыщенная	Среднее значение		43,3
	Интервал изменения		0,6-78
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение		61,4
	Интервал изменения		5,4-250,0

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

1.5 Коллекторские свойства пластов

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований керна материала были определены проницаемость и блоковая пористость (пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности.

По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослой алевролитов и песчаников. Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая (микротрещины,

микропоры и микрокаверны). Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов. Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см и более, вертикальные – в 3-5 см.

Установлено, что общая пористость ($K_{\text{поб}}$), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую ($K_{\text{пбл}}$).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД.

В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед.

Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости. Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность.

Трещины открытые: частично и полностью залеченные вторичным доломитом, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и

субгоризонтальных (0-30°) макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5x5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

- региональным флюидоупором для вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.
- глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 1.5 представлены характеристики основных параметров горизонта P1-2Д.

Таблица 1.5 – Характеристика основных параметров горизонта P1-2Д

Параметры	Единица измерения	Пустотность	Горизонт P1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км ²		726	
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м		41,9	14,5-49,0
Коэффициент пустотности	д.ед.	межблоковая	0,011	0,004-0,018
		блоковая	0,013	0,006-0,017
Коэффициент проницаемости	мД		309,6	1,4-3653
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,510	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,50	0,444-0,508

В таблице 1.6 представлены характеристики коллекторских свойств P1-2Д.

Таблица 1.6 – Характеристика основных коллекторских свойств P1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости, %	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (кern)	Блоковая пустотность по пласту P1-2Д			
	Количество скважин/определений, шт	53/3677	41/1724	2/9
	Среднее значение	0,97	1,5	0,7
	Интервал изменения	0,35-3,5	0,01-62,2	0,49-0,85
Геофизический	Общая пустотность по пласту P1-2Д			
	Количество скважин/определений, шт	44/158	-	-
	Среднее значение	2,2		
	Интервал изменения	0,9-5,4		
Геофизический	Количество скважин/определений, шт	-	39/87	-
	Среднее значение		309,6	
	Интервал изменения		0,19-3653,4	

1.7 Физико-химические свойства нефти и газа

Для расчета средних значений физико-химических характеристик по Юрубченской залежи учитывались данные второй зоны, в которую попадает 87% от всех исследованных проб нефтей залежи пласта P1-2Д.

Усредненные значения по свойствам разгазированных нефтей Юрубченской залежи без учета отбракованных данных представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Юрубченской залежи пласта Р1-2Д

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность	кг/м ³	25	59	810,4 – 835,0	823,0
Вязкость, – при t=20°C – при t=50°C	мм ² /с	25	59	6,08 – 13,80	9,47
		24	58	3,13 – 5,85	4,59
Температура застывания	°C	21	44	(-58,0) – (-17,0)	-38,5
Массовое содержание: – серы – смол сил. – асфальт – парафин	%	25	56	0,09 – 0,38	0,22
		23	54	2,43 – 8,36	4,51
		25	55	0,04 – 1,32	0,17
		23	50	0,11 – 3,92	2,03
Объемный выход фракций: Начало конденсации (НК) до 100°C до 150°C до 200°C до 250°C до 300°C	%	25	59	44,0 – 93,0	65,0
		4	8	2,0 – 6,0	4,0
		25	56	6,0 – 21,0	14,0
		25	59	16,5 – 32,5	25,0
		25	53	31,0 – 42,5	35,5
		25	58	43,5 – 58,0	48,0

Разгазированная нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики – плотность 810,0-835,0 кг/м³, в среднем 823,0 кг/м³, динамическая вязкость – 6,08-13,80 мПа·с, в среднем 9,47 мПа·с. Нефть малосернистая (0,09-0,38%, в среднем 0,22%), малосмолистая и смолистая (2,43-8,36%, в среднем 4,51%), малопарафиновая и парафиновая (0,11-3,92%) в среднем 2,03%. Содержание фракций, выкипающих до 200°C составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300°C – от 43,5 до 58%, в среднем 48%. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5)°C, температура начала кипения – 65°C.

Усредненные значения газового фактора и физико-химических свойств пластовых флюидов, по результатам исследования глубинных проб, представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Свойства пластовой нефти Юрубченской залежи (пласта Р1-2Д)

Наименование	Единица измерения	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение
		скважин	проб	min	max	
Давление насыщения	МПа	7	20	11,3	22,0	20,0
Газовый фактор при однократном разгазировании	м ³ /т	7	20	117,2	232,8	196,6
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании	м ³ /т	7	20	105,5	217,0	178,9
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	7	20	647,0	730,0	697,5
Плотность нефти после однократной сепарации	кг/м ³	7	20	814,0	832,0	824,1
Плотность нефти после ступенчатой сепарации	кг/м ³	3	11	813,3	820,1	816,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	7	18	0,89	2,56	1,42
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	д. ед.	7	20	1,270	1,490	1,414
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании	д. ед.	7	20	1,237	1,441	1,367
Плотность газа при однократном разгазировании,	кг/м ³	5	14	0,921	1,070	1,005
Плотность газа при ступенчатом разгазировании	кг/м ³	3	10	0,918	0,970	0,945
Пластовое давление	МПа	7	21	20,8	21,9	21,4
Пластовая температура	°С	7	21	26,0	29,0	26,8

Из таблицы видно, что пластовая нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор при однократной сепарации

составляет 196,6 м³/т, при ступенчатой он несколько меньше и равен 178,9 м³/т. Давление насыщения близко к пластовому и составляет 20,0 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях – 1,42 мПа·с, плотность – 697,5 кг/м³.

Газовая часть Юрубченской залежи охарактеризована газоконденсатными исследованиями. Потенциальное содержание стабильного конденсата Юрубченской залежи на начало разработки составило 133,0 г/м³. Давление начала конденсации составляет 20,5 МПа.

Конденсат характеризуется низкой плотностью (0,721 г/см³), малым содержанием серы (массовое содержание до 0,10%), смолистых веществ (0,14%) и асфальтенов (0,005%) и очень низкой температурой застывания (ниже -50°С).

Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газовой шапки) отображены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газа, газовой шапки)

Параметры	Единица измерения	Значение
Пластовое давление	МПа	21,14
Пластовая температура	°С	26
Давление точки росы при пластовой температуре	МПа	20,50
Давление максимальной конденсации	МПа	3,1
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	133,0
Объемный коэффициент		0,359
Коэффициент сжимаемости		0,735
Плотность в пластовых условиях, г/куб.см	г/м ³	0,2502
Вязкость в пластовых условиях, мПа	мПа · с	0,028

Компонентный состав и свойства пластовой смеси на начало разработки, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Компонентный состав и свойства пластовой смеси (газа, газовой шапки), рифейская карбонатная толща (% мольн.)

Наименование	Значение
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,05
Азот + редкие	6,38
в т.ч. гелий	0,15
Метан	79,84
Этан	7,20
Пропан	2,32
Изобутан	0,44
Норм. бутан	0,81
Изопентан	0,29
Норм. пентан	0,30
Гексаны	0,97
Гептаны	0,37
Октаны	0,32
Остаток (C9+)	0,71
Молекулярная масса	21,64
Молекулярная масса остатка	148
Плотность остатка, г/см ³	0,7700
Температура кипения остатка, °К	437,3

Физико-химические свойства и состав пластовых вод рифейской карбонатной толщи Юрубченского блока охарактеризованы по данным исследования поверхностных и глубинных проб. Газонасыщенность воды, по результатам исследования проб составляет 0,3 м³/м³. Плотность воды в пластовых условиях – 1,160 г/см³. Вязкость вод при пластовой температуре в зависимости от плотности изменяется от 1,86 до 1,92 мПа·с, объемный коэффициент составляет 0,995.

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

На текущий момент производится обустройство первоочередного участка опытно-промышленной эксплуатации ЮТМ. Пробная эксплуатация осуществлялась с целью изучения изменения эксплуатационных характеристик при длительных отборах нефти. Изучались такие параметры, как изменение дебитов, забойных и устьевых давлений, обводненности продукции скважин, газового фактора.

Ранее работы проводились в сезонном режиме в связи с невозможностью утилизации нефти в период отсутствия зимних автодорог, на данный момент появилась возможность круглогодичного проведения работ благодаря завершению строительства автодороги Богучаны – ЮР-5.

Добыча нефти осуществляется фонтанным способом. Годовая добыча нефти 63 тыс. т. Средний дебит нефти 48,6 т/сут. Обводненность продукции равна 0%. Накопленная добыча безводной нефти на 01.02.2012 года составила 642 тыс. т. (0,6% от утвержденных извлекаемых запасов категории С1), что отражено на рисунке 2.1.

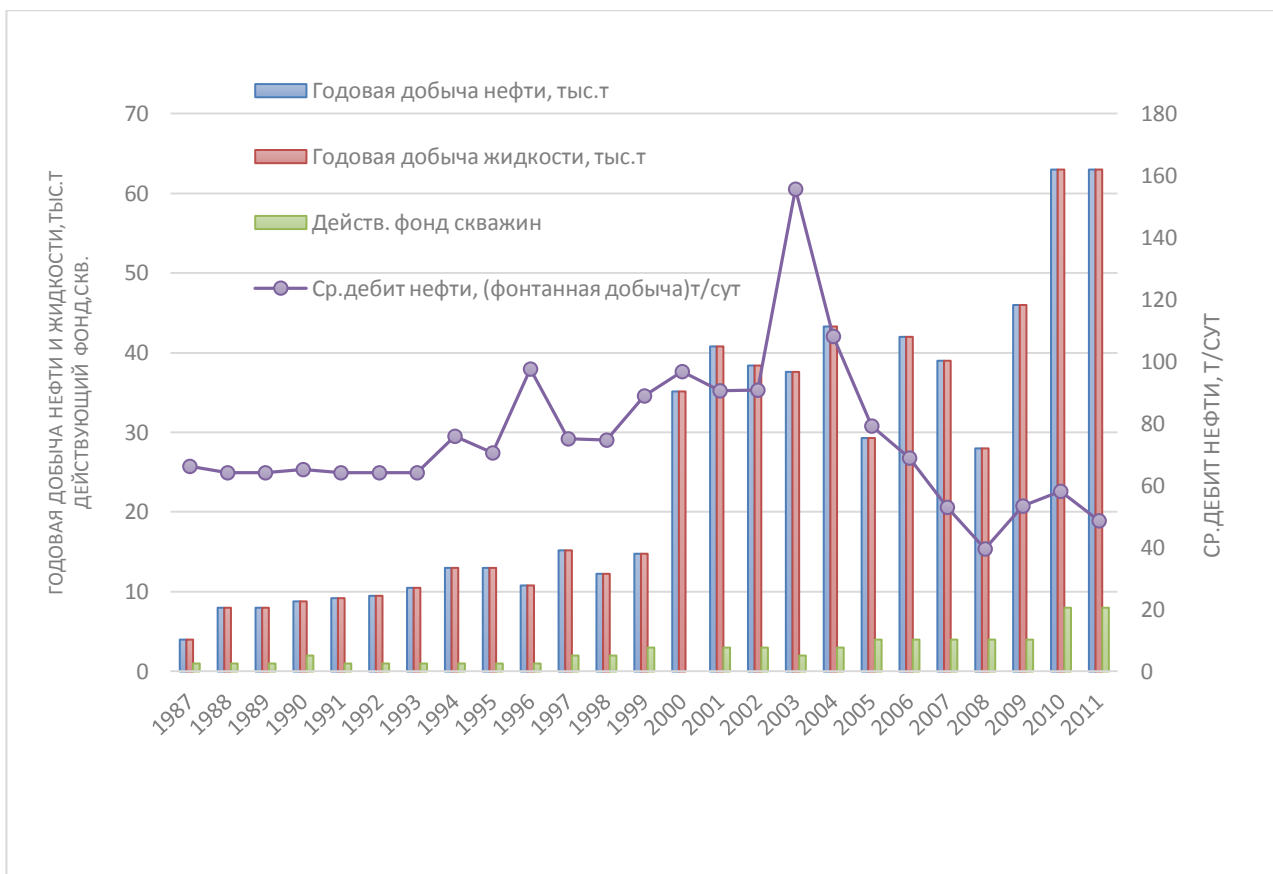


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

Фонд скважин на ЮТМ представлен следующим образом, как представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фонд скважин ЮТМ

Категория скважин	Количество скважин
Добывающие	8
Нагнетательные	0
В консервации	27
Пьезометрические	2
Водозаборные	2
В ликвидации	26

Из общего числа 27 скважин находятся в консервации, по причине отсутствия обустройства для ввода в эксплуатацию. В ликвидации находятся 26

скважин, из них 35% (16 скважин) ликвидированы по различным технологическим и техническим причинам. Основная причина ликвидации – это несоответствие конструкции скважин условиям эксплуатации.

Закачка агента в систему поддержания пластового давления (ППД) не ведётся, так как на данном этапе разработки проектным решением, система ППД не предусмотрена. Энергия газовой шапки и большие ежегодные перерывы в отборах нефти позволяют поддерживать текущее пластовое давление в зоне отбора на первоначальном уровне. Разработка Юрубченской залежи предусмотрена в режиме истощения залежи (без системы ППД). Попутно добываемая вода утилизируется путём закачки в пласт через водоутилизирующие скважины.

Подготовка воды осуществляется на установке подготовки воды (УПВ). Для обратной закачки попутно добываемой воды от блока кустовых насосных станций (БКНС) до водоутилизирующих скважин рекомендуется однотрубная герметизированная система водоводов высокого давления с утолщённой стенкой.

В 2011 году пробурены и испытаны скважины: разведочные Юр-83, Юр-89 и эксплуатационные Юр-198, Юр-199, Юр-237, Юр-272.

Испытание эксплуатационных скважин проводилось в открытом стволе, в ходе испытания получено [5, 6]:

- скважина Юр-198 в интервале 2815-2847,37 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 7 мм. Получен приток нефти дебитом 82,3 м³/сут, дебит попутного газа на шайбе 14 мм составил 6,3 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважины Юр-199 интервал 2980-4004 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 340,1 м³/сут и попутный газ дебитом 44 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважины Юр-237 интервал 2851-3906 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 10 мм. Получен приток нефти дебитом 263 м³/сут и

попутный газ дебитом 46,21 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважина Юр-272 в интервале 2619-3092 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 348 м³/сут, обводненность составляет 8,7% и попутный газ дебитом 38,4 тыс.м³/сут.

С начала разработки 64% добычи нефти приходилось на скважину Юр-5, добыча остальных скважин (Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-22, Юр-24, Юр-25, Юр-71, Юр-1046 и Юр-1061) составила – 36% от общего объема. По данным на 2015 год в круглогодичной эксплуатации находится 5 скважин: Юр-5, Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-71, Юр-25. Остальные эксплуатационные скважины на 01.01.2015 год находятся в бездействующем фонде. Количество добывающих скважин по годам изменялось в пределах от 1 до 7, что обуславливалось видом и необходимостью проводимых гидродинамических исследований [7, 8].

На рисунке 2.2 показана гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

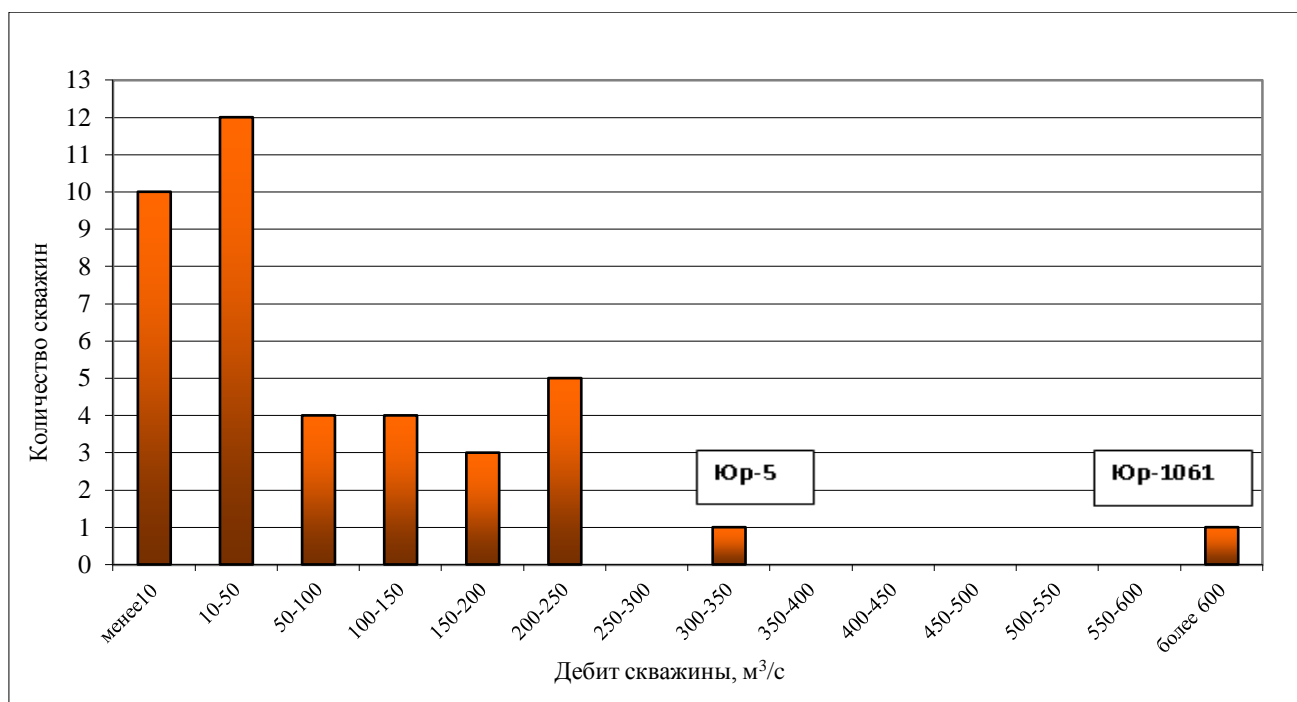


Рисунок 2.2 – Гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Из общего числа фонда добывающих скважин можно выделить две скважины: Юр-5 и Юр-1061, отличающиеся максимальными значениями дебита и коэффициента продуктивности для всей Юрубченской залежи. Можно судить, что причиной высокой продуктивности вышеупомянутых скважин является качество обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) и то, что они закончены открытым стволом.

По имеющимся данным результатов испытаний, можно сделать вывод, что заканчивание скважин открытым стволом способствует высокой продуктивности и рекомендуется как проектное решение при бурении новых скважин.

Испытания скважин после спуска эксплуатационной колонны (ЭК) осуществлялись после установки солянокислотной ванны (СКВ) в объеме 0,5-1,5 м³. При достижении приемистости, кислота задавливалась в пласт, то есть, фактически, проводилась малообъемная солянокислотная обработка (СКО) пласта. Максимальное количество солянокислотных обработок одного объекта достигало 6, максимальное количество кислоты, закаченной в один объект, 14,8 м³ кислоты.

Применение СКВ и СКО в рифейских отложениях позволяет значительно увеличить гидродинамическую связь с пластом.

Замечено, что скважины с близкими значениями нефтенасыщенных толщин имеют значительное различие в дебитах. Петрофизические данные не позволяют определить точные причины, однако существует предположение, что высокодебитные скважины приурочены к тектоническим разломам меридионального направления и оперяющим трещинам.

2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих

условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 МПа, следует также ожидать разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти – т.е. будут наблюдаться характерные элементы и режима растворенного газа. На эти основные режимы эксплуатации пласта накладывается поле гравитации, которое будет в значительной степени влиять на процесс образования и разрушения газовых и водяных конусов в районе действующих добывающих скважин. Таким образом, режим эксплуатации нефтяной залежи рифейской карбонатной толщи будет чрезвычайно сложным.

Начиная с 1987 года, во всех без исключения случаях, перед вызовом притока осуществляется соляно-кислотная ванна, а при наличии приемистости – соляно-кислотная обработка. В случае получения низкодебитных притоков углеводородов, использовались дополнительные соляно-кислотные обработки.

Соляно-кислотные обработки и ванны совершенно необходимы при разработке карбонатной толщи Юрубченского блока, так как система трещин в карбонатном коллекторе нуждается в очистке и дренировании: она, по видимому, сильно загрязнена при кольматации поглощающих интервалов. Но с другой стороны проведение большеобъемных, глубокопроникающих соляно-кислотных обработок и задавливание кислоты в пласт при высоких давлениях, близких к давлению гидроразрыва, является опасным, так как может открыть каналы прорыва газа газовой шапки к забою добывающей скважины или вызвать преждевременное обводнение скважины. Необходимо кропотливо обобщать опыт соляно-кислотных обработок на Юрубченском блоке, чтобы создать оптимальную технологию их проведения.

Вскрытие продуктивных отложений рифея осуществлялось на различных промывочных жидкостях:

- технической воде;
- рассоле;
- водно-инверто-эмульсионных растворах (ВИЭР);
- глинистом растворе с различными добавками.

Плотность применяемых растворов изменялась от 0,98 до 1,08 г/см³. Несмотря на применение при вскрытии промывочных жидкостей малой плотности, из-за аномально-низкого начального пластового давления (21,28 МПа при средней глубине 2340 м) и высокой трещиноватости продуктивной карбонатной толщи, в процессе вскрытия во многих скважинах наблюдались интенсивные поглощения промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Зачастую поглощения сопровождались нефтегазопроявлениями.

Для ликвидации и предотвращения поглощений применялась целенаправленная кольматация поглощающих интервалов. В качестве наполнителя при этом использовались различные добавки в промывочную жидкость:

- глинистая паста;
- цемент;
- опилки;
- ветошь;
- мох;
- разделенная по фракциям мраморная крошка;
- угольный шлак из котельных и другие.

Целенаправленная кольматация, несомненно, существенно ухудшает состояние призабойной зоны продуктивного пласта, что сказывается на результатах испытания скважин. Иногда из заведомо нефтенасыщенных по ГИС интервалов не удается получить или никакого притока, или слабые нефтегазопроявления. В настоящее время, ведутся работы по изучению проблемы кольматации и разрабатывается технология по устранению отрицательных последствий загрязнения призабойной зоны скважин.

Большинство индикаторных диаграмм, построенных по данным исследования скважин методом установившихся отборов, имеют выпуклый характер, что свидетельствует об уменьшении продуктивности по мере снижения забойного давления в скважине [9,10,11]. Такого типа индикаторные диаграммы являются типичными для коллекторов трещинного типа и показывают на уменьшение раскрытости трещин по мере снижения давления в скважине. Снижение забойных давлений и работа скважин с депрессией 1-4 МПа по большинству скважин с криволинейной индикаторной диаграммой снижает коэффициент продуктивности в 2-3 раза. Чтобы избежать этого, необходимо организовать закачку в добывающие скважины кварцевого песка для закрепления трещины в раскрытом состоянии.

Описанные выше особенности поведения трещинного коллектора рифейской карбонатной толщи говорят о том, что в условиях этой залежи весьма перспективно гидровоздействие на пласт – воздействие на пласт давлением, с целью раскрытия естественных трещин продуктивного пласта с последующим их закреплением в раскрытом состоянии закачкой в них кварцевого песка. Фактически, как показано выше, процесс гидровоздействия уже происходит стихийно при первичном вскрытии пласта во время бурения скважин. Необходимо только следить за тем, чтобы процесс гидровоздействия не переходил в процесс гидроразрыва, т.е. давления на забое скважины не превышали давления гидроразрыва пласта, когда создаются новые трещины, которые могут соединить интервал нефти с газовой шапкой и водоносной зоной, что вызовет быстрое загазование или обводнение добывающей скважины.

Создание эффективной технологии разработки уникально сложной по своему строению рифейской нефтяной залежи возможно только при широком использовании современных методов компьютерного моделирования процесса извлечения нефти из недр.

Удалось установить четыре принципа, на которых должна базироваться технология разработки этой залежи:

- заводнение нефтяного пласта равномерно по площади, с целью создания интенсивных горизонтальных потоков. Это позволит изменить природный газонапорный режим на более эффективный водонапорный, а также добиться преобладания в объеме пласта горизонтальных фильтрационных потоков по сравнению с вертикальными, с которыми связаны процессы загазования и обводнения добывающих скважин со стороны газовой шапки и подошвенной воды;

- использование естественных непроницаемых и малопроницаемых пропластков по разрезу пласта в качестве экранов, отгораживающих интервал отбора нефти по скважине от ГНК и ВНК, путем соответствующего выбора интервала перфорации добывающих и нагнетательных скважин;

- широкое применение метода изменения направления фильтрационных потоков с целью разрушения газовых и водяных конусов;

- широкое применение горизонтальных добывающих скважин. Эта технология является весьма перспективной для условий газоводонефтяной рифейской залежи, и результаты компьютерного моделирования свидетельствуют об этом.

2.1 Обоснование рабочих депрессий и промысловых газовых факторов

Юрубченская залежь характеризуется значительными изменениями продуктивности, что является следствием неравномерности распространения трещин.

На рисунке 2.3 приведена карта распределения зон проницаемости. Дискретирование проницаемости было проведено, для упрощения расчетов.

Большие диапазоны изменения проницаемости вынуждают дифференцировать технологические параметра работы скважин.

На начальном этапе были установлены ограничения: отбор нефти происходит до того момента, пока скважина не достигнет обводненности (98%) или горизонт ее нефтяного дебита не опустится ниже экономически рентабельного ($1 \text{ м}^3/\text{сут}$). Контроль по предельному газовому фактору осуществлялся на уровне $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а по обводненности на уровне 60%. При достижении этих контрольных значений добывающей скважиной, ее дебит снижался на 20 %.

На первом этапе было принято решение о необходимости выделения зон с различными фильтрационными характеристиками нефтенасыщенной части разреза на основании карты проницаемости. В результате чего была построена карта, на которой было выделено шесть зон с различными диапазонами проницаемости (см. рисунок 2.3).

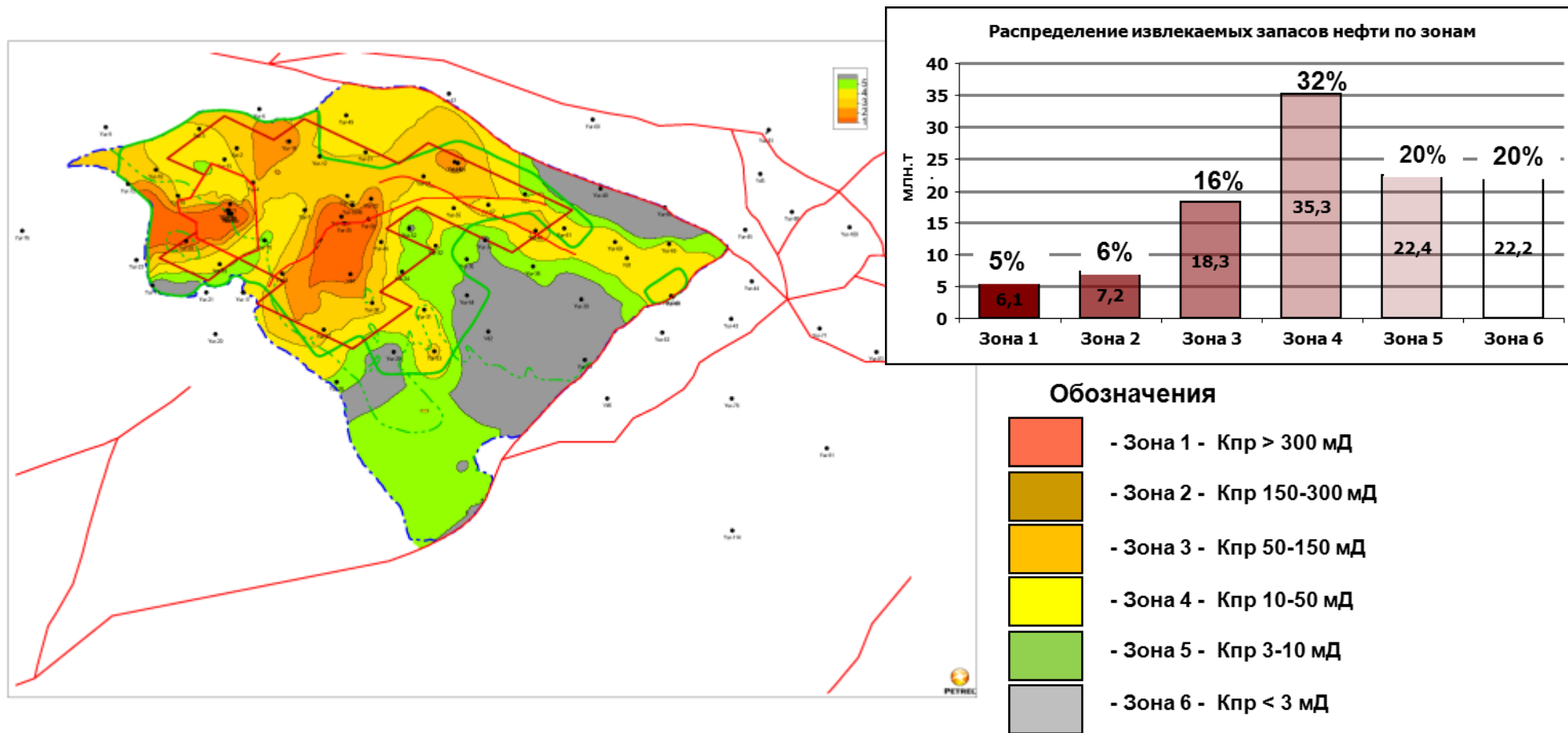


Рисунок 2.3 – Карта зон с различной проницаемостью

На первом этапе проведения работ были произведены экономические расчеты, способствующие обоснованию минимальной рентабельной добычи на скважину. При заданных сценарных условиях для того, что бы скважина окупилась (без затрат на обустройство) она должна добыть не менее 100 тыс. т нефти за всю историю своей работы (см. рисунок 2.4).

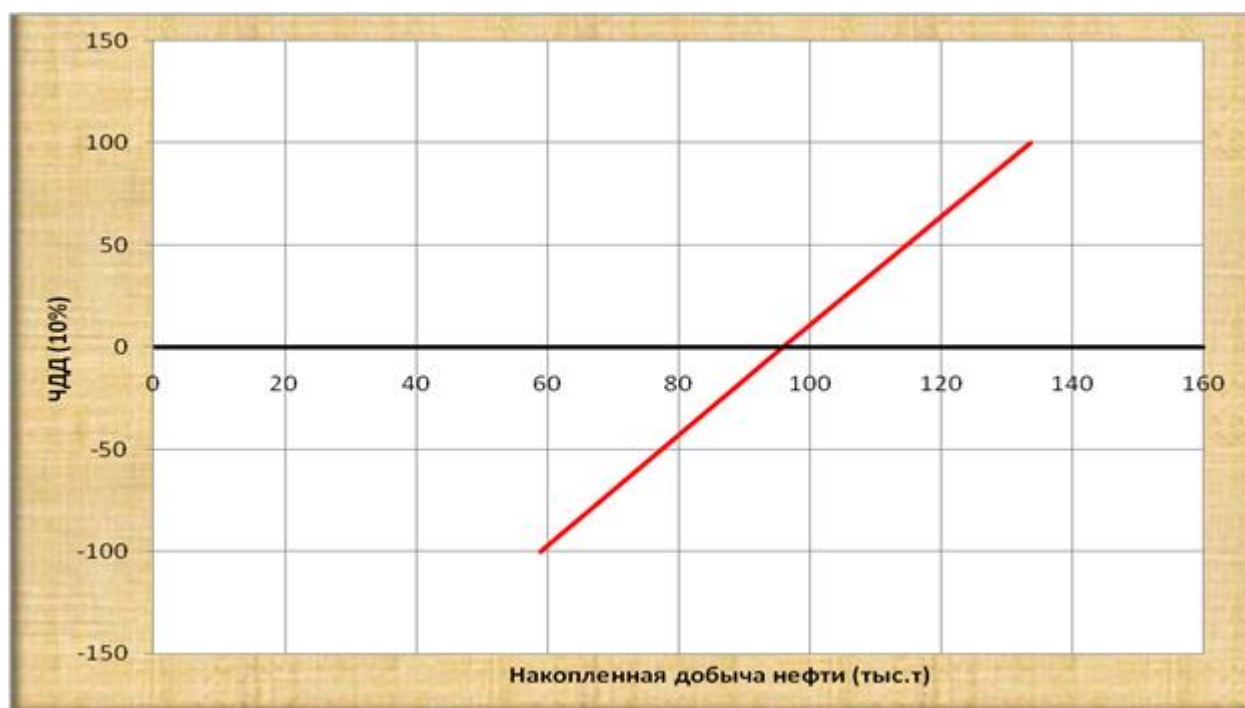


Рисунок 2.4 – Определение минимальной накопленной рентабельной добычи на скважину

При ожидаемых темпах падения начальный дебит нефти должен составлять не менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$. С применением уравнения Джоши и с учетом дополнительного снижения коэффициентов продуктивности за счет смыкания трещин рассчитаны депрессии, необходимые для достижения начальных дебитов $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см. рисунок 2.5).

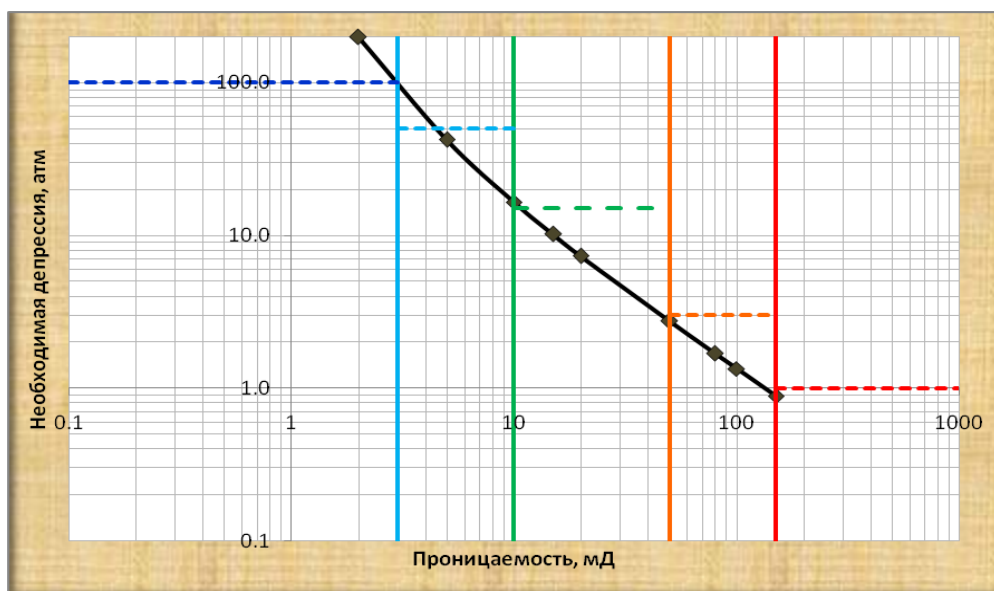


Рисунок. 2.5 – Определение необходимой депрессии для скважин различных зон

Расчеты на секторных моделях показали, что в зоне 6 добыча при депрессии 50 атм. эффективнее, чем при депрессии 100 атм. в силу более позднего прорыва газа. Увеличение депрессии для средне и низкопродуктивных зон привело к увеличению добычи попутного нефтяного газа. Для сохранения рентабельных дебитов были увеличены значения максимально-допустимых значений газового фактора. Основные параметры, подвергшиеся к дифференциации - депрессия и газовый фактор в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные параметры, подвергшиеся к дифференциации – депрессия и газовый фактор

Зоны	Проницаемость	Депрессия, атм.	Максимальный ГФ, м ³ /м ³
1	>300 мД	1	500
2	150-300 мД	1	500
3	50-150 мД	3	700
4	10-50 мД	10	1000
5	3-10 мД	50	1500
6	<3 мД	50	2500

В ходе проведения гидродинамических расчетов на этом этапе с вышеуказанными параметрами на период 20 лет, были получены следующие результаты (см. рисунок 2.6).

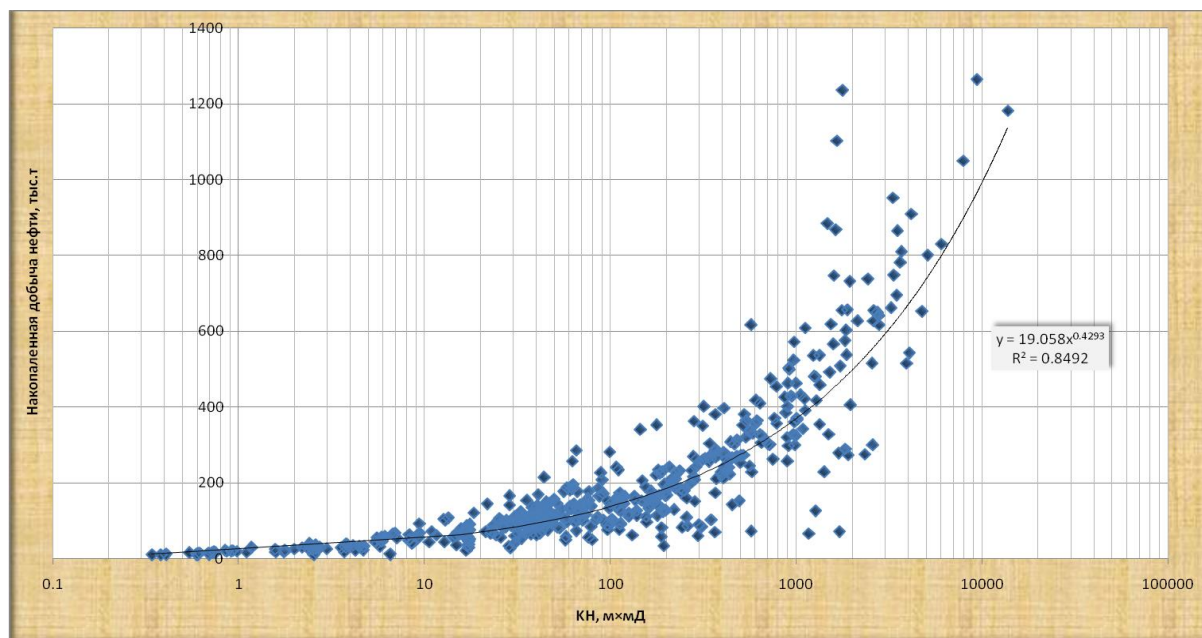


Рисунок 2.6 – Зависимость накопленной добычи от проницаемости

Помимо построенной зависимости накопленной добычи от проницаемости, также были получены данные по средним накопленным отборам на скважину для каждой зоны (см. таблицу. 2.3).

Таблица 2.3 – Технологические параметры для разных зон проницаемости

Зона	Накопленная добыча, тыс. т	Количество скважин, ед.	Средняя добыча на скважину, тыс. т
1	20061	34	590
2	7731	16	483
3	22905	53	432
4	27030	135	200
5	12990	104	125
6	5152	107	48
ИТОГО:	95869	449	214

Из таблицы 2.3 можно заметить, что скважины находящиеся в 6 зоне имеют среднюю накопленную добычу 48 тыс. т. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что вовлечение в разработку скважин 6 зоны заведомо нерентабельно, так как скважины в этой зоне не окупают себя, ни говоря уже о затратах на обустройство и транспортировку. Бурение данной зоны следует производить в последнюю очередь, используя все наработки, полученные при освоении залежи.

Дальнейшим направлением работы стал выбор оптимального ограничения по газовому фактору. В качестве сравнения были рассмотрены несколько вариантов. К каждому из рассматриваемых вариантов, согласно разделению на различные классы проницаемости, был присвоен индивидуальный контроль по газовому фактору (см. таблицу 2.4).

Таблица 2.4 – Параметры работы скважин для различных зон проницаемости

Зоны	Проницаемость	Депрессия, атм.	Максимальный ГФ, м ³ /м ³		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	>300 мД	1	500	1000	2000
2	150-300 мД	1	500	1000	2000
3	50-150 мД	3	700	1000	2000
4	10-50 мД	5	1000	1000	2000
5	3-10 мД	25	1500	1500	2000
6	<3 мД	50	2500	2500	2500

После проведения гидродинамических расчетов с применением этих ограничений были получены следующие результаты (см. рисунок. 2.7).

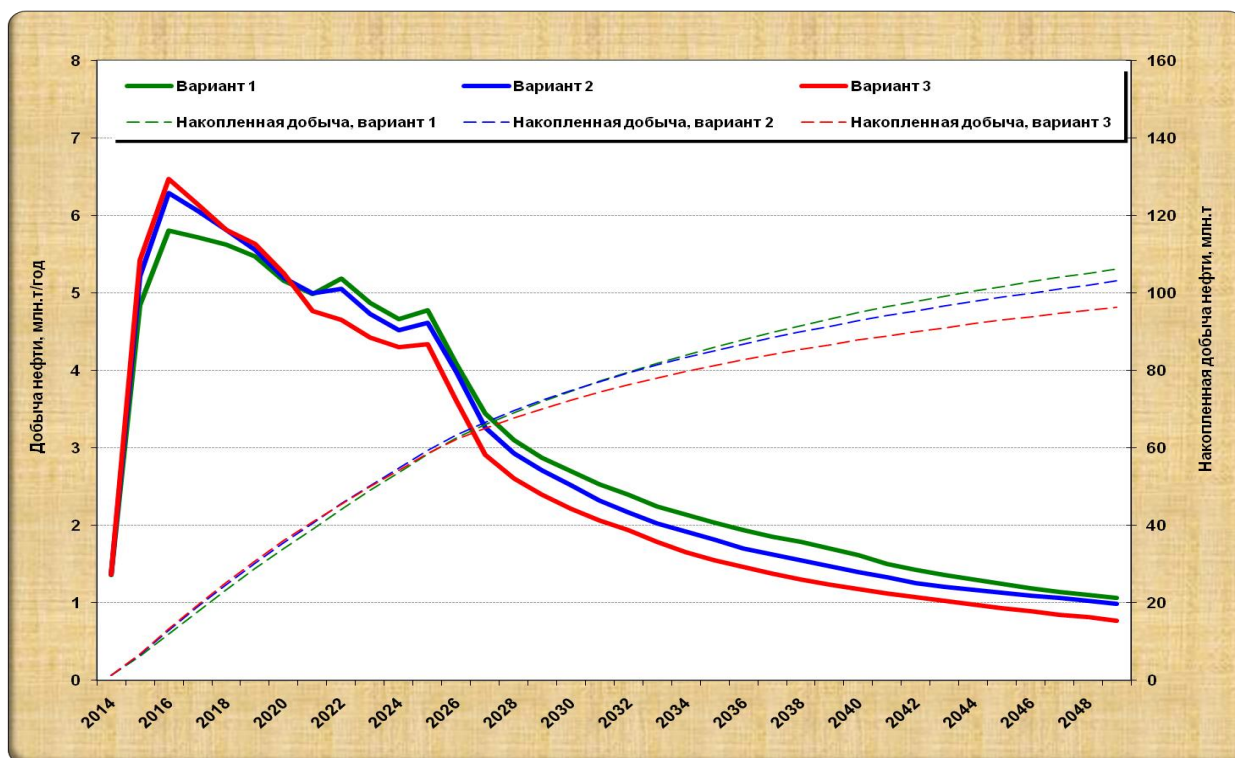


Рисунок 2.7 – Добычи нефти по вариантам с различным ограничением по газовому фактору

Анализируя данные, полученные в результате проведения расчетов, были сделаны соответствующие выводы. Увеличение предельного газового фактора в действительности приводит к незначительному росту добычи нефти в первые годы разработки, однако затем также можно наблюдать тенденцию снижения добычи, что как итог приводит к общему уменьшению накопленной добычи нефти за весь рассматриваемый период разработки. К тому же увеличение допустимого газового фактора неизбежно приводит к увеличению накопленной добычи газа (см. рисунок 2.8), что может привести, в силу неопределенности применения ППД газом, к дополнительным проблемам при разработке залежи.

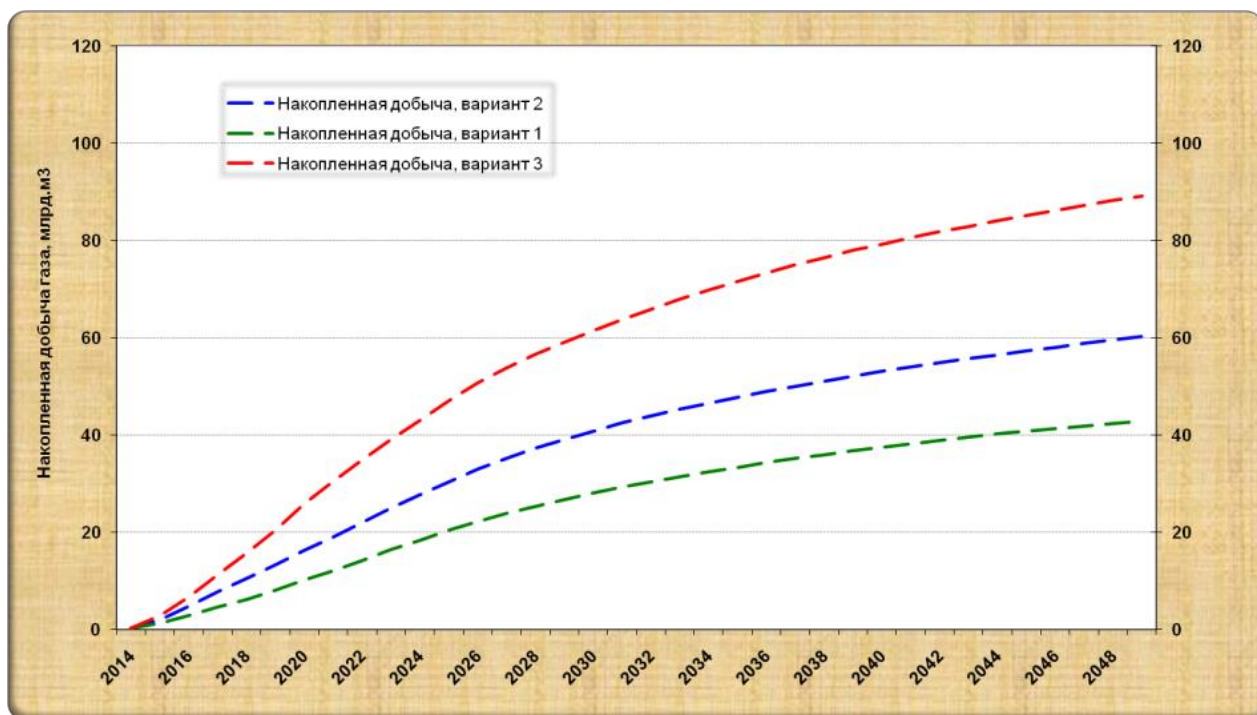


Рисунок 2.8 – Накопленная добыча газа

Подводя итог на данном этапе, пришли к выводу о нецелесообразности увеличения ограничения по газовому фактору.

Для реализации выбора оптимальной депрессии для скважин, применялся тот же принцип, что и на предыдущем этапе, то есть для каждого из рассматриваемых вариантов присваивались значение предельной депрессии для каждой зоны проницаемости индивидуально (см. таблицу 2.5).

Таблица 2.5 – Предельные депрессии для каждой зоны проницаемости

Зоны	Проницаемость	Депрессия, атм.	Вариант			Максимальный ГФ, м ³ /м ³
			1	2	3	
1	>300 мД	1	10	15	25	500
2	150-300 мД	1	10	15	25	500
3	50-150 мД	3	10	15	25	500
4	10-50 мД	10	10	15	25	700
5	3-10 мД	50	50	50	50	1500
6	<3 мД	50	50	50	50	2500

При заданных ограничениях был проведен очередной ряд расчетов до 2050 года, результаты которых отображены в графике (см. рисунок 2.9).

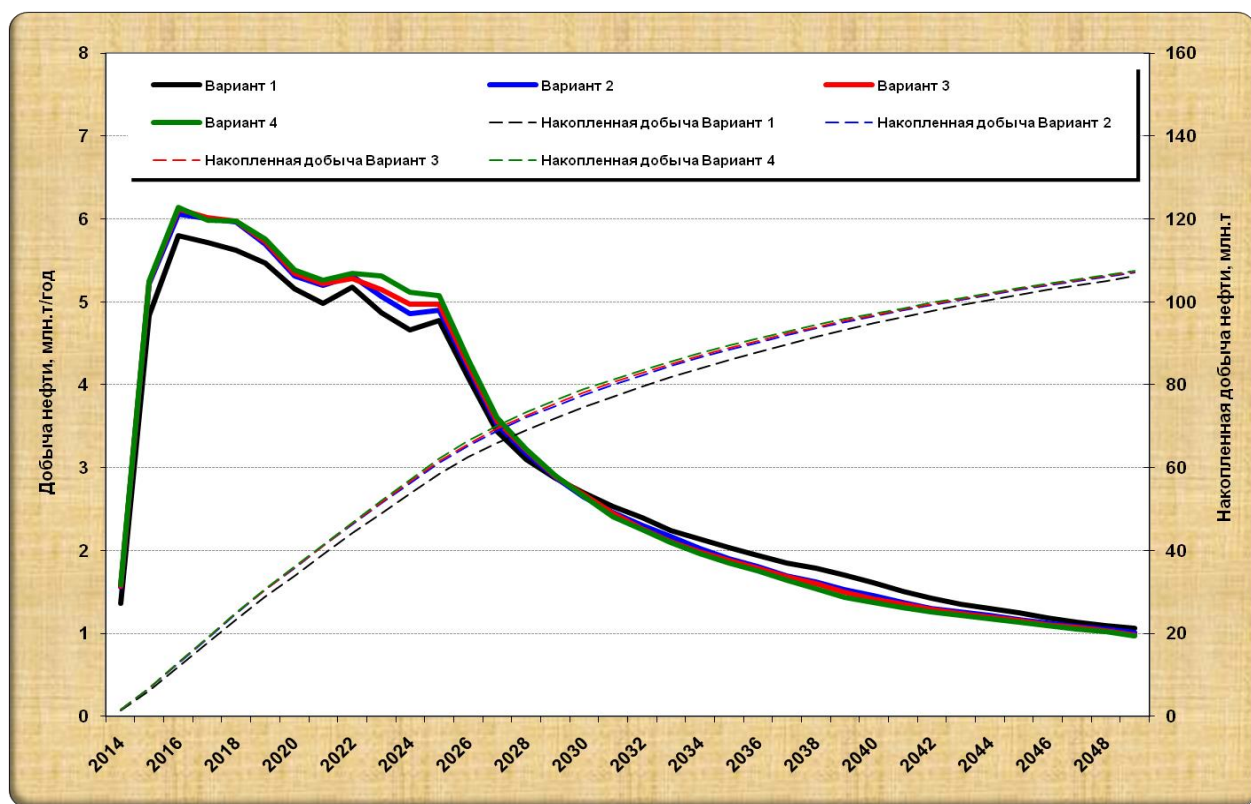


Рисунок 2.9 – Добыча нефти по вариантам с различным ограничением по депрессии

Проведя сравнительный анализ полученных результатов, были сделаны следующие заключения. Увеличение ограничения по предельной депрессии мало влияет на добычу нефти. Это объясняется срабатыванием ограничения по предельному газовому фактору, и фактически депрессия остается неизменной. При увеличении депрессии отмечается незначительный рост, как добычи нефти, так и добычи газа (см. рисунок 2.10), а это как уже упоминалось выше, может привести к дополнительным проблемам при разработке залежи. Исходя из выше указанного материала, было признано, для проведения дальнейших расчетов, целесообразным оставить вариант с наименьшей депрессией.

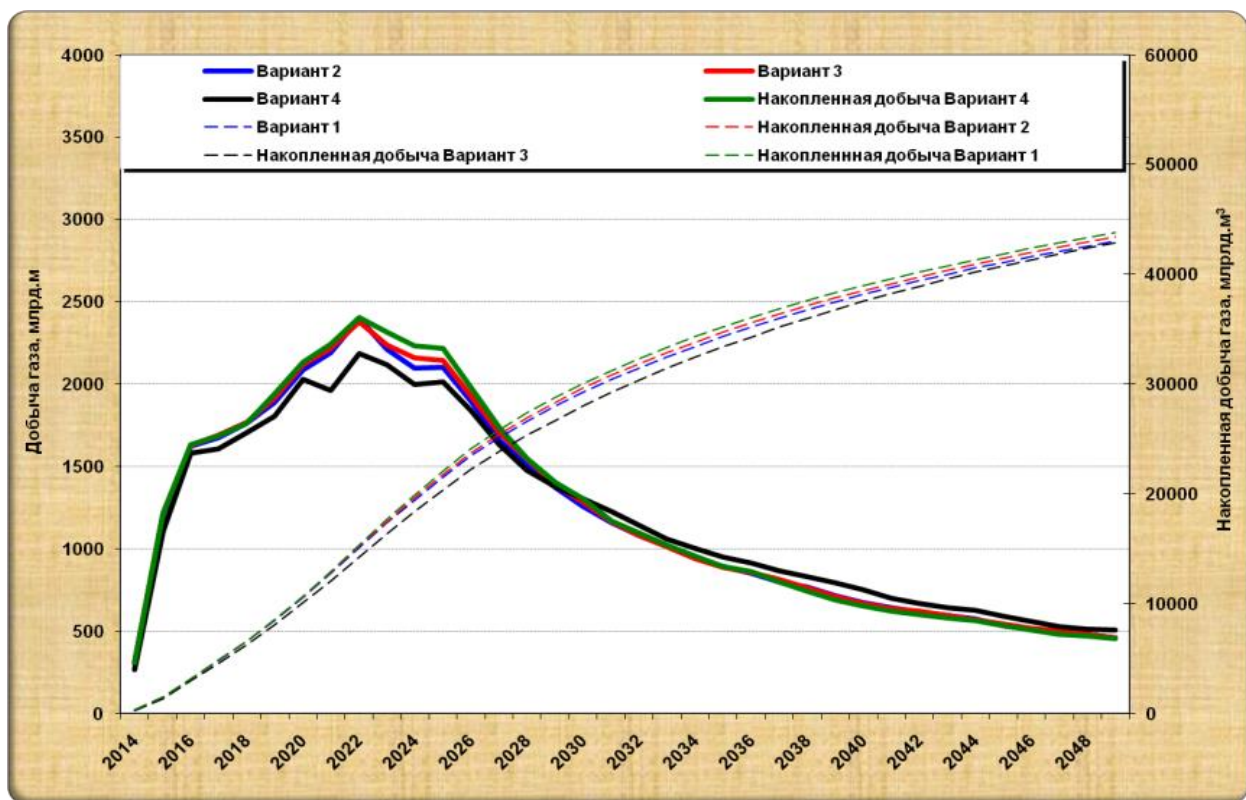


Рисунок 2.10 – Добыча газа по вариантам с различным ограничением по депрессии

Проведя множество гидродинамических, экономических, и других расчетов, удалось найти пути решения поставленных целей. Был определен ряд параметров, которые являются оптимальными и эффективными для применения разработки Юрубчено-Тохомской залежи.

3 Повышение эффективности обработки призабойной зоны

3.1 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

В отечественной и зарубежной практике разработки нефтяных месторождений широко используются различные методы искусственного воздействия на залежи углеводородов (методы управления процессом выработки запасов), различающиеся механизмами воздействия и используемыми рабочими агентами. Принципиально эти методы делятся на методы, реализация которых приводит к искусственному воздействию на залежь в целом (интегральное воздействие), и на методы, реализация которых приводит к воздействию только на призабойную зону каждой конкретной скважины (локальное воздействие).

По целевому назначению все методы искусственного воздействия на залежь делятся на две группы:

- методы, связанные с регулированием энергетического состояния залежи (система поддержания пластового давления закачкой воды или газа) – вторичные способы разработки;

- методы, связанные с регулируемым изменением основных физических характеристик коллектора или флюида (методы увеличения нефтеотдачи) – третичные способы разработки.

Анализ эффективности применения методов воздействия на залежи месторождений России и зарубежья, а также проведенный комплекс лабораторных исследований по испытанию различных композиций реагентов позволили выделить критерии применимости методов воздействия для геолого-физических параметров продуктивных пластов. Кроме того, при определении критериев применимости использованы данные, опубликованные в научно-технической литературе. Результаты проведенных работ по применению

методов воздействия на залежи показали, что их технологическая эффективность в основном определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных горизонтов и состоянием их разработки. Также были проанализированы особенности строения, опыт разработки и применявшиеся и применяемые методы воздействия на месторождения России и мира с каверново-трещинными карбонатными коллекторами.

Основным объектом разработки Юрубчено-Тохомского месторождения является Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь. Остальные залежи на момент анализа являются объектами доизучения. Основными особенностями данного объекта, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- каверново-трещинный карбонатный коллектор;
- высокий коэффициент нефтенасыщенности (0,9 д.ед.);
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- малая вязкость нефти в пластовых условиях (1,67 мПа·с);
- низкая начальная пластовая температура (27 °С);
- очень высокая минерализация пластовой воды (238 г/л);
- наличие газовой шапки.

Одной из наиболее распространенных классификаций методов воздействия является классификация, основанная на физической характеристике вытесняющего агента. Различают следующие виды методов воздействия:

- гидродинамические;
- тепловые;
- физико-химические;
- газовые;
- микробиологические.

Для условий Юрубченской залежи рассмотрена возможность применения следующих методов воздействия: гидродинамических (заводнение); физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода); тепловых (закачка пара,

горячей воды, внутрислоевоe горение); микробиологических (нагнетание биополимера, активизация слоевоe микробиоты, меласное заводнение); волновых (вибросейсмическое) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении.

Краткое описание сути методов и причин, ограничивающих их применение, приводятся ниже.

Гидродинамические методы воздействия.

Заводнение – самый распространенный метод воздействия. В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны. Достоинства и недостатки данного метода достаточно подробно освещены в литературе.

Промысловый опыт внедрения заводнения на нефтяных месторождениях показывает, что наиболее эффективное вытеснение нефти достигается при использовании минерализованной воды, химический состав которой максимально соответствует составу слоевоe воды. В этом случае обеспечивается сохранение коллекторских свойств пласта, отсутствуют негативные явления (кольматация призабойной зоны нагнетательных скважин, отложение солей и набухание глин) и происходит наиболее эффективное вытеснение нефти.

В рекомендуемом варианте разработки пришлось отказаться от заводнения по нескольким причинам. Основная причина – каверново-трещинный тип коллектора и преимущественно субвертикальная ориентация трещин. При внутриконтурном заводнении будут происходить быстрые прорывы воды к забоям добывающих скважин, вытеснение нефти в газовую шапку по вертикальным трещинам. Таким образом, будет осуществляться расформирование запасов залежи.

Другой причиной являются высокие значения минерализации и жесткости слоевоe вод. Согласно рекомендациям для нагнетания должна использоваться вода максимально близкая по своему составу и свойствам к

пластовой воде, то есть необходимо использовать для закачки высокоминерализованную воду. В противном случае возможно значительное снижение проницаемости, набухание глин и выпадение осадков солей. Источников такой воды на месторождении нет. Стоит также отметить, что при закачке такой воды будет происходить сильная коррозия оборудования системы ППД.

Физико-химические методы воздействия.

Нагнетание химических реагентов вызывает целый спектр физико-химических механизмов вытеснения нефти. Так, нагнетание водных растворов ПАВ, щелочи, полимера приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотмывающих свойств воды. Уменьшение относительной подвижности воды и нефти увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой.

Нагнетание водных растворов ПАВ. Добавление к нагнетаемой воде поверхностно-активных веществ (или их композиций) с целью регулирования молекулярно-поверхностных свойств породы и насыщающих её флюидов получило название метода нагнетания водных растворов ПАВ.

Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов растворов ПАВ низкой концентрации (0,05-0,1%) заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счет снижения межфазного натяжения между водой и нефтью. Исследования, проведенные институтами БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть и СибНИИНП по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов, показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3%, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35-45 до 7-7.8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1,1-2 раза, повышению работающей толщины пласта на

10-42%, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80%, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод.

Однако удовлетворительных результатов на испытаниях не было достигнуто из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоцентрированных растворов ПАВ. В настоящее время основные перспективы данного метода связаны с созданием и испытанием высокоэффективных композиций высокоцентрированных ПАВ (5-10%).

Для Юрубченской залежи факторами, ограничивающими применение метода нагнетания водных растворов ПАВ, являются тип коллектора, очень высокие значения минерализации и жесткости пластовой воды, большая эффективная нефтенасыщенная толщина, наличие газовой шапки. Данный метод неприменим в условиях Юрубченской залежи.

Нагнетание водного раствора полимера.

Метод нагнетания водного раствора полимера – это закачка слабоцентрированного раствора высокомолекулярного химического реагента – полимера. Это вещество обладает способностью значительно повышать вязкость воды, снижая тем самым её подвижность, что приводит к повышению охвата пласта воздействием (по сравнению с обычным заводнением).

Этот метод испытывается с конца 50-х годов. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются:

- загущение нагнетаемой воды, которое приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды и снижению возможности прорыва нагнетаемой воды к добывающим скважинам;

- закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы. Охват воздействием при этом увеличивается.

Следует отметить, что кажущаяся вязкость водных растворов полимеров увеличивается с ростом скорости фильтрации и с уменьшением размеров поровых каналов.

Наиболее широкое распространение получили гелеобразные и гранулированные полимеры: полиакриламиды ПАА; Пушпер-500, 700, 1000; Betz; Calgon-454; реагент CS-6. В последнее время применяются и полиэтиленоксиды, которые в минерализованных водах не снижают вязкость: полиэтиленоксиды ПЭО; Метас; Гипан-1 и Гипан-07. Концентрация полимера в нагнетаемых в пласт растворах колеблется в пределах 0,02-0,05%.

Эффективность метода невысока (прирост КИН в среднем составляет 3-10%), но в то же время метод считается достаточно перспективным в силу простоты технологической реализации, а также быстрого получения эффекта.

В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера. ПАА легко и сильно адсорбируется в присутствии глинистых минералов.

Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокими вязкостью нефти и соотношением коэффициентов подвижности нефти и воды и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод.

В условиях повышенной минерализации и жесткости пластовых вод водные растворы полимеров становятся неустойчивыми, нарушается их структура и пропадает эффект загущения воды (снижение вязкости раствора).

Таким образом, применение полимерного заводнения на Юрубченской залежи не рекомендуется.

Нагнетание водных растворов щелочи - закачка в нефтяной пласт водных растворов реагентов, вызывающих щелочную реакцию. Широкое опытно-промышленное внедрение началось с 70-х годов. Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием щелочных мыл, которые мигрируют через границу раздела фаз в силу стремления системы к термодинамическому равновесию. Щелочные мыла образуются непосредственно на месте контакта нефти и щелочи. Минимум межфазного натяжения наблюдается в диапазоне массовых концентраций щелочи от 0,005 до 0,5%. Применение водных растворов щелочи приводит к уменьшению контактного угла смачивания породы водой до 10-20°.

В процессе разработки месторождения полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности пород и гидрофобизируют её. Щелочные растворы способны вернуть поверхности её первоначальные свойства, т.е. гидрофилизировать её. В этом случае угол смачивания падает и в некоторых случаях уменьшается до нуля. В этом же диапазоне концентраций происходит диспергирование фаз, в результате чего образуются эмульсии типа «нефть в воде» либо «вода в нефти». Образовавшаяся в пласте эмульсия снижает подвижность водной либо нефтяной фазы. Таким образом, нефть извлекается из пористой среды за счет эмульгирования нефти и противоточного капиллярного замещения её на раствор щелочи.

Однако наряду с положительным действием щелочи на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей

набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора. Закачиваемая щелочь может реагировать с некоторыми силикатами, растворяя их. Этот процесс, хотя и протекает медленно, но его результаты труднопредсказуемы. Щелочной раствор легче всего реагирует с глинистыми и кремнистыми образованиями, имеющими высокоразвитую поверхность. Потери щелочи возрастают с ростом содержания глин. Значительное влияние на нефтевытеснение при нагнетании щелочных растворов оказывает содержание глин выше 15-20%. В этом случае существенно возрастают потери щелочи из-за роста количества щелочи, реагирующей с глиной. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH, NaCO₃) при смешении с жесткими пластовыми водами они могут образовывать осадки Ca(OH)₂; Mg(OH)₂; CaCO₃; MgCO₃.

По жесткости пластовая вода Юрубченской залежи относится к категории очень жестких. Учитывая очень высокие значения жесткости и минерализации пластовой воды, можно предположить, что при нагнетании щелочи в Юрубченскую залежь будет происходить образование малорастворимых осадков, нарушение структуры щелочного раствора, что вызовет уменьшение проницаемости и пористости и снижение вытесняющей способности раствора. Эти явления будут отрицательно сказываться на эффективности метода нагнетания водных растворов щелочи, поэтому применение этого метода нецелесообразно.

Газовые методы воздействия.

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. Подавляющее большинство реализованных в мире проектов по применению газового вытеснения нефти являются экономически успешными. Промышленное внедрение газовых методов повышения нефтеотдачи осуществляется широко в тех регионах, где имеются значительные ресурсы газа.

На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта.

В рекомендуемом варианте предполагается возвратная закачка ПНГ в газовую шапку. Данное решение определяется отсутствием газотранспортной системы и потребителей газа в регионе, а так же отсутствием объектов хранения ПНГ (подземных газохранилищ) на территории лицензионного участка.

Метод нагнетания двуокиси углерода основан на способности двуокиси углерода растворяться как в воде, так и в нефти. Использование двуокиси углерода для извлечения нефти началось с конца 40-х годов и сейчас является одним из немногих методов воздействия, который применяется в промышленной разработке залежей нефти.

Вытеснение нефти при нагнетании CO_2 происходит за счет действия следующих механизмов:

- изменение вязкости нефти и воды. Вязкость нефти в значительной степени уменьшается, в то время как вязкость воды незначительно увеличивается. Это и приводит к существенному улучшению соотношения подвижностей нефти и воды и увеличения охвата пласта на 8-20%;

- увеличение объема нефти в 1,5-1,7 раза (за счет её обогащения углекислым газом). Это способствует эффективному вытеснению нефти и доотмыву остаточной нефти. Особенно сильно сказывается увеличение объема нефти при разработке залежей легкой нефти;

- незначительное увеличение плотности нефти;

- смешиваемость CO_2 и нефти, которая характеризуется процессом испарения углеводородов из нефти в CO_2 ;

- снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода, что улучшает смачиваемость пород водой и отмыв пленок нефти.

Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти

ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Вследствие того, что в пласте имеет место трехфазная фильтрация, характеризующаясь повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием диоксида углерода как вытесняющего агента при несмешивающемся вытеснении – его малая вязкость (10-15 раз ниже вязкости воды), обуславливающая его быстрые прорывы по высокопористым и высокопроницаемым слоям (зонам) в добывающие скважины, резкое снижение их дебитов нефти и охвата пластов вытеснением.

Давление растворения CO_2 в нефти для Юрубченской залежи, оцененное по номограмме, составляет 8 МПа. Это означает, что в случае реализации метода нагнетания двуокиси углерода в Юрубченскую залежь процесс вытеснения нефти будет смешивающимся. Такой процесс вытеснения характеризуется высокой эффективностью.

Главные проблемы при использовании метода CO_2 связаны с наличием источников получения CO_2 вблизи от расположения месторождения, с его транспортировкой, коррозионной активностью, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

Наряду с положительным действием CO_2 при закачке его в пласт инициируется выпадение в осадок асфальто-смолистых веществ из нефти. Это осаждение снижает проницаемость пород и осложняет извлечение нефти из пласта.

Для Юрубченской залежи факторами, ограничивающими применение метода нагнетания двуокиси углерода, являются тип коллектора, большая эффективная нефтенасыщенная толщина, отсутствие источников CO_2 . Данный метод неприменим в условиях Юрубченской залежи.

Нагнетание углеводородного газа. Технология закачки углеводородного газа высокого давления (ГВД) предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями, и для разработки нефтяных залежей после заводнения.

Увеличение нефтеотдачи обеспечивается за счет высокой эффективности вытеснения нефти газом, при этом подбираются такие давления нагнетания и состав газа, при которых вытеснение нефти конкретными модификациями технологий, основанных на применении, осуществляется в режиме смешивающегося вытеснения. Технология может успешно применяться на любой стадии разработки продуктивных пластов.

Механизм вытеснения нефти углеводородным газом, в основном, аналогичен вытеснению нефти двуокисью углерода. В то же время имеется ряд особенностей. Так, условия полного смешивания углеводородного газа с нефтью достигается при давлениях около 25-35 МПа. Коэффициент вытеснения нефти углеводородным газом ниже коэффициента вытеснения нефти при использовании двуокиси углерода. Эффективность несмешивающегося вытеснения нефти углеводородным газом так же ниже вытеснения нефти двуокисью углерода. Добавление CO_2 к нагнетаемому газу высокого давления заметно увеличивает нефтеотдачу.

Эффективность вытеснения нефти углеводородным газом тем выше, чем больше этан-пропан-бутановых компонентов в составе нагнетаемого газа. Дополнительная нефтеотдача за счет применения метода достигала 12-30% начальных извлекаемых запасов.

Тепловые методы воздействия.

Низкая вязкость пластовой нефти, большие для данного метода глубина залегания залежи и эффективная нефтенасыщенная толщина исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на Юрубченской залежи.

Микробиологические методы воздействия.

Очень высокая минерализация пластовой воды, низкий коэффициент пористости и большие для данного метода глубина залегания залежи и пластовое давление исключают целесообразность применения микробиологических методов воздействия на Юрубченской залежи.

Волновые методы воздействия.

Волновые методы обычно применяются на заключительных стадиях разработки в высокообводненных залежах глубиной до 1500 м. Применение волнового воздействия на начальных стадиях разработки на такой залежи с газовой шапкой, как Юрубченская залежь, нецелесообразно.

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для Юрубченской залежи по критериям применимости не соответствует ни один метод воздействия. Учитывая наличие подошвенной воды, газовой шапки, распространенной почти по всей площади горизонта P11-2, упругий запас залежи, разработка Юрубченской залежи будет осуществляться на естественном смешанном режиме, который обеспечит высокие темпы отбора нефти.

Таким образом одним из основных методов повышения нефтеотдачи для Юрубченской залежи будет интенсификация работы горизонтального ствола скважин с помощью обработки призабойной зоны.

3.2 Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки забоев, призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а так же для увеличения проницаемости пород. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.

Существует несколько разновидностей кислотных обработок. Кислотные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов

коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования. Объем рабочего раствора, при кислотной ванне, составляет не более объема ствола (колонны) в заданном интервале, закачивают его до забоя, не продавливая в пласт. Раствор кислоты выдерживают в интервале обработки 16-24 ч. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой. В качестве промывочной жидкости используют воду.

Простая кислотная обработка предназначена для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Вначале закачивают нефть или воду, затем при открытом затрубном пространстве – расчетное количество приготовленного рабочего раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на затрубном пространстве скважины и под давлением закачивают в скважину остатки кислотного раствора. Кислота начинает проникать в пласт. Оставшуюся в трубах и в фильтровой части скважины кислоту продавливают в пласт нефтью или водой.

Кислотную обработку под давлением применяют с целью продавки кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. Проводят с применением пакера. При открытой задвижке затрубного пространства скважины и непосаженном пакере в скважину закачивают кислотный состав в объеме труб и подпакерного пространства, после чего пакером герметизируют затрубное пространство и закачивают кислоту в объеме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки. Затем, не снижая давления, вслед за кислотой прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают задвижку. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления.

Пенокислотные обработки применяют при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В призабойную зону скважины вводя

аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены. При таких обработках используют кислотный агрегат, компрессор и аэратор. Пенокислотная обработка имеет следующие преимущества:

- кислотная пена медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт;
- кислотная пена обладает меньшей плотностью и повышенной вязкостью, что позволяет увеличить охват воздействием всей продуктивной толщины пласта;
- содержание в пене ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе с нефтью, а сжатый воздух, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки; все это в совокупности способствует улучшению условий притока нефти в скважину и значительно облегчает ее освоение.

Многократные обработки заключаются в том, что ПЗС обрабатывают несколько раз с интервалами между обработками в 5-10 суток с целью вывода скважины на максимальную производительность за короткий срок.

Поинтервальные (ступенчатые) обработки нескольких интервалов пласта значительной толщины с целью полного охвата пласта или отдельных продуктивных пропластков.

После обработки первого интервала и кратковременной его эксплуатации, принудительно-направленным способом воздействует интервал, пока полностью не будет охвачена вся толщина пласта. Проводить ступенчатые обработки целесообразно в скважинах после выхода их из бурения или в начальный период эксплуатации.

Термохимические обработки – обработки скважин горячей соляной кислотой, с магнием в специальном наконечнике, спущенном на НКТ в пределы интервала, намеченного под обработку. Применяют для очистки ПЗС от асфальто-смолистых, парафиновых и других материалов.

Термокислотные обработки – комбинированный процесс, в первой фазе которого осуществляется термохимическая обработка, во второй (без перерыва

во времени) – обычная, простая СКУ. Наполненный магнием наконечник спускают на трубах в скважину и устанавливают в зоне обрабатываемого интервала пласта. Затем закачивают нефть и вслед за ней, без перерыва, 15% раствор соляной кислоты. Скорость прокачки кислоты должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная кислотность раствора. Для загрузки наконечника используют магний в виде стружек или брусков квадратного или круглого сечения.

Технология обработки, как уже указывалось выше, зависит от типа скважины, цели воздействия и объекта воздействия. В случае если объектом воздействия является скелет породы, технология зависит от геолого-физических характеристик обрабатываемого пласта, состояния разработки и требует предметного их рассмотрения.

С целью предотвращения набухания глин, гидрофобизации поверхности порового пространства, перед закачкой кислотной композиции скважина обязательно промывается 3-5% раствором хлористого аммония (NH_4Cl) или сильвинита, или хлористого калия (KCl) с расходом $0,25 \text{ м}^3/\text{м}$ вскрытой толщи, содержащим 0,5% катионактивного ПАВ – (Нефтенол К, ИВВ-1, Нефтенол ГФ и др.). Допустимо в качестве буферной пачки использование 1,5% водного раствора катионактивного ПАВ.

С целью улучшения свойств кислотных растворов в них добавляют химические вещества-присадки. Добавлением добиваются снижения коррозионной активности кислоты по отношению к металлу, улучшения ее проникающих способностей по отношению к породе пласта, снижения возможности выпадения из кислотного состава осадков, способных коагулировать поры породы.

Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого кислоту транспортируют, перекачивают и хранят. В качестве ингибиторов кислотной коррозии могут применяться

реагенты, поддерживающие скорость коррозии стали в растворах кислот любой концентрации не более 0,2 мм в год.

В качестве ингибиторов рекомендованы ингибиторы кислотной коррозии (ВНПП-2В, Инвол-2, Напор –КБ) в количестве 0,5-1%, а также Нефтенол К (40% концентрат) в количестве 2%.

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть-нейтрализованная кислота.

С целью понижения поверхностного натяжения продуктов реакции кислоты с породой, повышения эффективности действия кислотного раствора, облегчения обратного оттока отработанной кислоты после обработки, в кислоту при ее подготовке добавляют вещества, которые носят название интенсификаторов и представляют собой поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Наличие ПАВ облегчает проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы. Это необходимо при обработке плотных пород, а также при очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений: ПАВ облегчают отделение от породы воды и проникновение кислоты через нефтяные пленки, покрывающие поверхность породы и выстилающие поверхность пор, и таким образом дают возможность кислоте вступить в контакт с породой, растворяя её.

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, присутствующих в соляной кислоте.

Соляная кислота, получаемая с заводов, часто содержит повышенное количество железа (до 0,03% и более). В дальнейшем, содержание хлорного железа может значительно повыситься (3000-15000 мг/л) в процессе транспортировки, хранения и прокачки кислоты через насосно-компрессорные трубы к концу кислотной обработки продуктивного пласта хлорное железо гидролизуеться с образованием нерастворимых в воде (и нейтрализованной

кислоте) соединений, например гидрата окиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$, которые уменьшают исходную проницаемость призабойной зоны пласта в 1,5-3 раза.

В качестве стабилизаторов рекомендуется использовать уксусную, лимонную кислоту (1,0-3% масс. содержание основного вещества).

Стабилизаторы существенно снижают скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, благодаря чему увеличивают проникновение кислотных растворов в пласт.

3.3 Обработка призабойной зоны пласта с помощью сухокислотного реагента

Порошкообразный кислотный реагент Нетрол может использоваться для увеличения продуктивности добывающих нефтяных и газовых скважин и приемистости нагнетательных скважин путем использования в различных технологиях кислотных обработок:

- для увеличения проницаемости призабойной зоны скважин путем растворения карбонатно-глинистого цемента породы-коллектора, осадков гидроксида железа и солевых отложений, шлама в стволе скважины и на внутрискважинном оборудовании;
- при переводе скважин под нагнетание;
- для освоения скважин после бурения и после ремонтных работ, связанных с глушением скважин;
- при проведении перфорации, в качестве активной перфорационной среды, а также при гидроразрыве пласта.

Порошкообразный нетрол – бесцветные или белого цвета кристаллы. Насыпная плотность нетрола 800 кг/м^3 . Растворимость порошкообразного нетрола в воде при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ равна 21 г/100г воды, растворение происходит быстро, при повышении температуры растворимость

увеличивается. Раствор нетрола не имеет запаха и нелетуч, в отличие от соляной кислоты, что значительно улучшает условия труда рабочих.

При высокой карбонатности терригенных пластов в качестве реагента для кислотных обработок скважин оптимальным является 10%-ный раствор нетрола в технической воде.

Состав раствора:

- нетрол, мас. % – 10;
- вода техническая, мас. % – 90.

Физико-химические характеристики 10%-ного раствора нетрола при 20°C:

- плотность, кг/м³ – 1027;
- вязкость, мПа·с – 1,03;
- рН (водородный показатель) – 0,9–1,1;
- межфазное натяжение на границе с нефтью, мН/м – 9,7;
- растворяющая способность, кг CaCO₃/т раствора – 56.

Для увеличения проницаемости коллекторов с карбонатностью пород менее 6% оптимальным является 10%-ный раствор нетрола в технической воде с добавкой фтористоводородной кислоты. Фтористоводородная кислота может использоваться в виде плавиковой кислоты, представляющей собой 40%-ный водный раствор фтористоводородной кислоты, или в виде твердого реагента БФА (бифторида-фторида аммония).

Водные растворы нетрола имеют пониженное межфазное натяжение на границе с нефтью (см. рисунок 3.1), и поэтому обладают повышенной смачивающей и проникающей способностью по отношению к породе пласта. На рисунке 3.1 межфазное натяжение при нулевой концентрации нетрола соответствует 3,5%-ному раствору соляной кислоты.

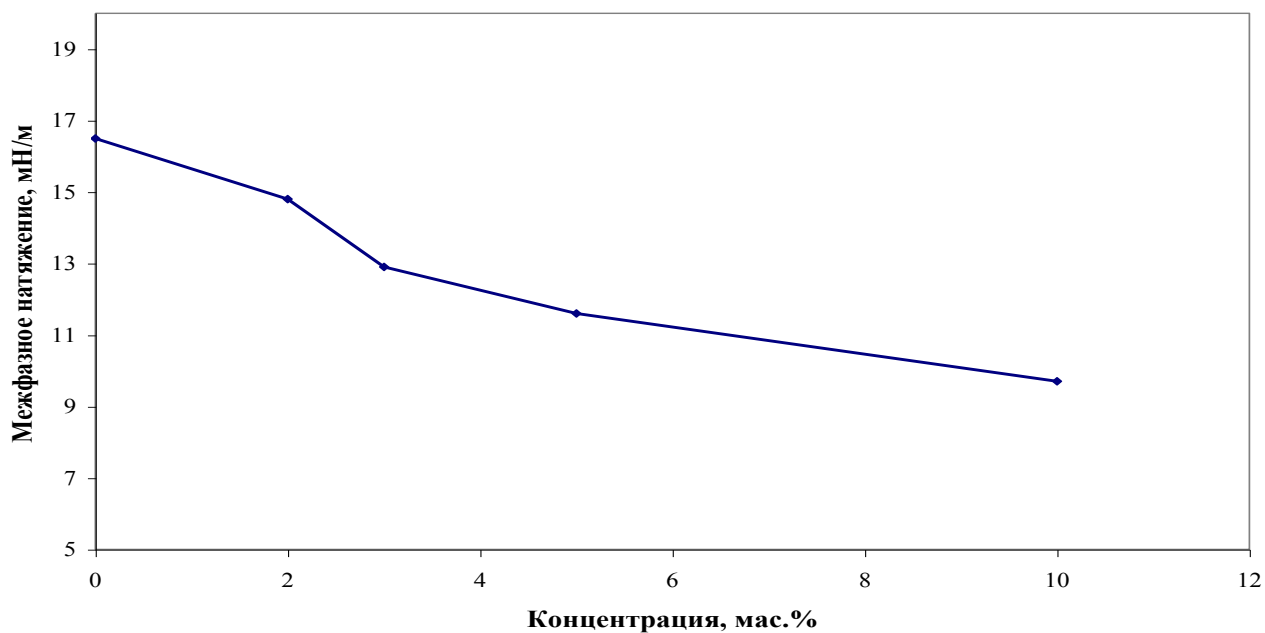


Рисунок 3.1 – Изотерма межфазного натяжения для водных растворов нетрола на границе с нефтью Вахского месторождения, пласт Ю1, T=20°C

Растворяющую способность нетрола изучали гравиметрическим методом в статическом режиме. Навеску мрамора помещали в раствор нетрола, находившийся в стакане на электронных весах, и регистрировали убыль массы во времени за счет выделения углекислого газа в процессе растворения мрамора. Использовали мрамор различной крупности: фракции 10-20 мм и 0,5-1,0 мм. На рисунке 3.2 показана динамика убыли массы при растворении мрамора в 10%-ном растворе нетрола и, для сравнения, в 3%-ном растворе соляной кислоты.

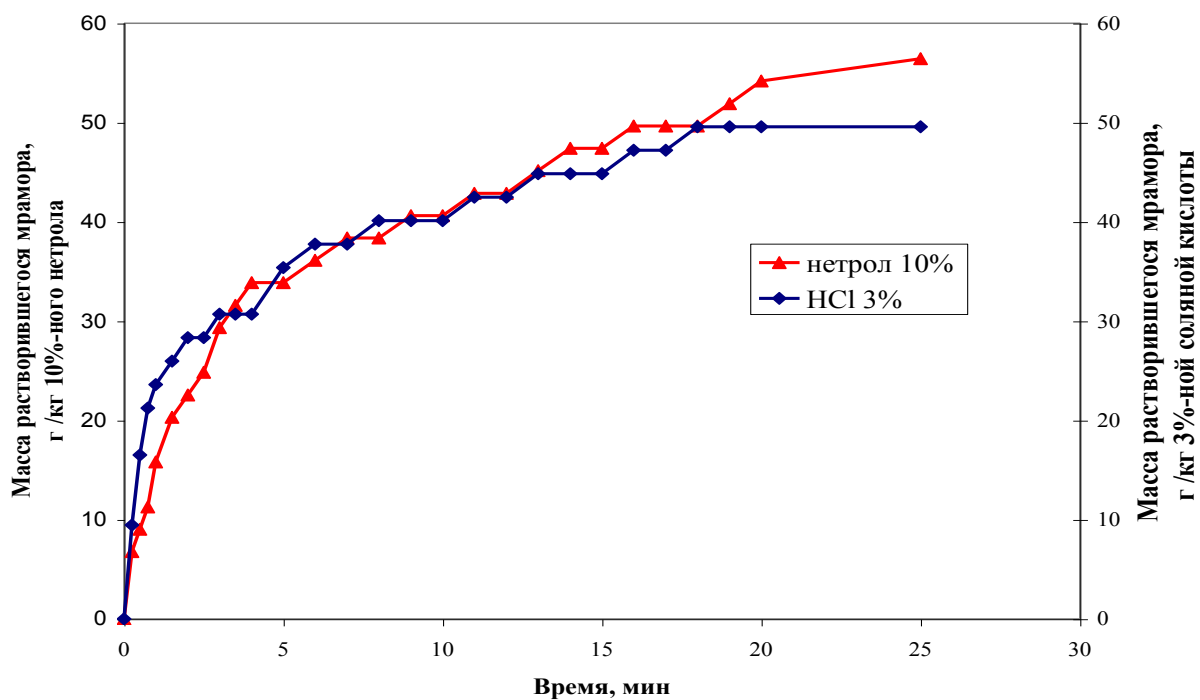


Рисунок 3.2 – Кинетика растворения мрамора в 10%-ном растворе нетрола и 3%-ном растворе соляной кислоты.

Кинетические кривые растворения мрамора в нетроле и соляной кислоте на рисунке 3.2 практически совпадают.

Важным технологическим параметром является рН раствора после полного завершения реакции кислотного реагента с карбонатными минералами породы. Если рН выше 2,3 ед рН, то возможно нежелательное образование осадков и гелей гидроксида железа, ионы которого всегда присутствуют в кислотных растворах при обработках скважин. В результате снижается эффективность кислотной обработки. На рисунке 3.3 показано изменение рН в ходе растворения мрамора в 10%-ном нетроле. Конечное значение рН равно 1,57 ед. рН и ниже рН начала выпадения гидроксида железа из разбавленных растворов.

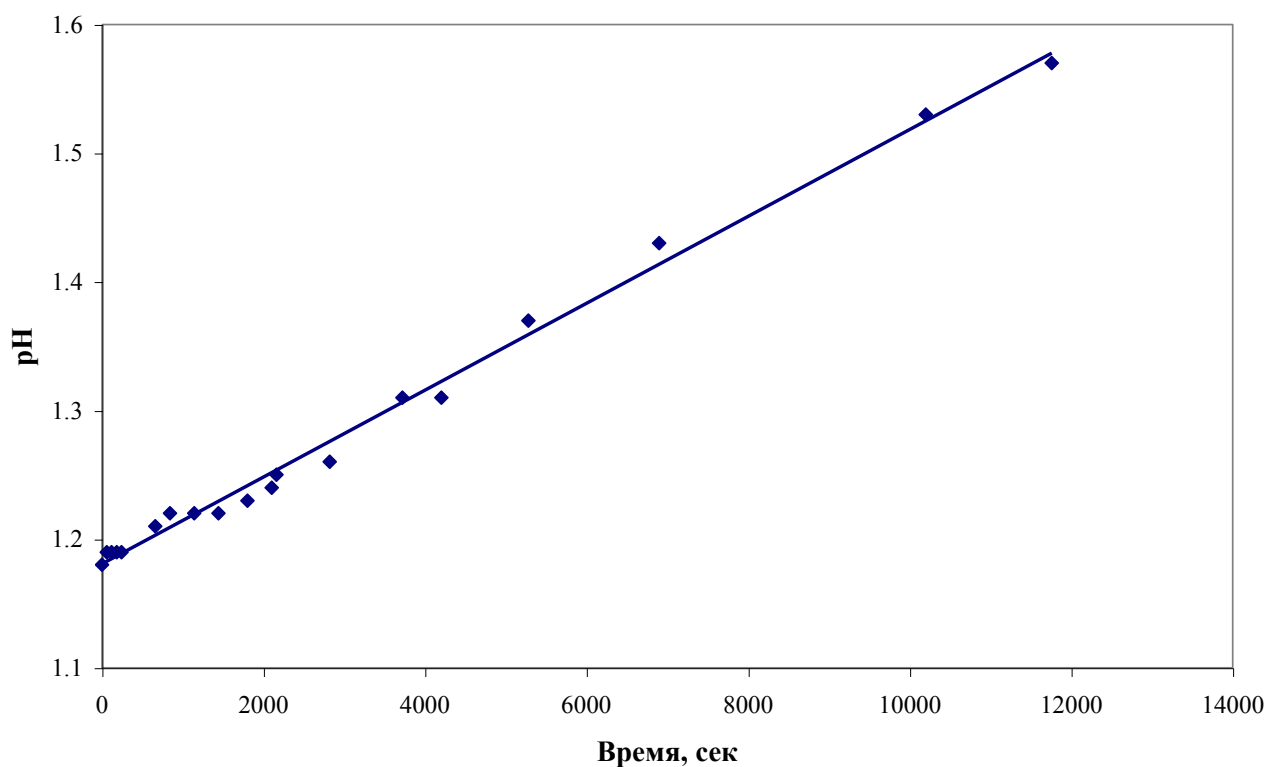


Рисунок 3.3 – Изменение pH в процессе растворения мрамора в 10%-ном растворе нетрола.

Так же были проведены исследование фильтрационных характеристик и растворяющей способности 10%-ного раствора нетрола в условиях фильтрации через насыпную пористую среду линейной модели карбонатного пласта.

По результатам исследования было выявлено, что после применения кислотных составов подвижность фильтруемой жидкости увеличивается. В водонасыщенной модели пласта увеличение подвижности происходит при применении HCl – в 1,4 раза, при применении нетрола – в 1,5 раза. В нефтенасыщенной модели пласта увеличение подвижности происходит при применении HCl – в 1,6 раза, при применении нетрола – в 1,75 раза.

Следует отметить положительный факт, связанный с хорошей термостабильностью «Нетрола». Согласно исследованиям Института химии нефти Сибирского отделения РАН, самонейтрализация «Нетрола» протекает при температуре 90°C в течение 99 часов, при 100°C – в течение 33,5 часов, при 80°C – 292 часа, при 70°C – 9 месяцев. В то время как 10%-ный раствор

сульфаминовой кислоты при температуре 80°C за 8 часов гидролизуется на 43%, превращаясь в сульфат аммония, который с ионами кальция образует осадок гипса снижающий проницаемость пласта и негативно сказывающийся на работе внутрискважинного оборудования.

Кроме того, согласно исследованиям в Институте химии нефти, скорость реакции «Нетрола» с породой является достаточно низкой, что позволит реагенту проникать вглубь пласта даже при высокой температуре последнего.

Выбор скважин-кандидатов для обработок 10%-ным раствором нетрола осуществляется по тем же параметрам и так же как для солянокислотных и глинокислотных обработок. Никаких специфических требований нет. Если выше интервала перфорации эксплуатационная колонна негерметична, то закачку раствора нетрола рекомендуется вести через НКТ с пакером, отсекающим интервал негерметичности.

Объем закачки растворов нетрола при воздействии на низкопроницаемые терригенные породы устанавливается опытным путем. При отсутствии данных о размерах зоны пониженной проницаемости для первичных обработок объем закачки определяют, исходя из удельного расхода, равного 0,5-1 м³ на 1 метр эффективной толщины пласта. При каждой повторной обработке объем раствора нетрола увеличивают на 20-30% по сравнению с предыдущей обработкой.

С применением нетрола возможно осуществление кислотного воздействия следующих видов: кислотные ванны, кислотные обработки при высоком давлении, поинтервальные кислотные обработки, кислотно-мониторное, кислотно-импульсное воздействие, кислотный гидроразрыв и др. Допускается сочетание с поверхностно-активными веществами, растворителями типа спирта, ацетона, и гидрофобизаторами для проведения пенокислотных, нефтекислотных и иных видов обработок.

Для приготовления и закачки растворов нетрола используется стандартная спецтехника, обычно применяемая на промысле для проведения кислотных обработок.

Наиболее простая технология приготовления раствора нетрола состоит в приготовлении порций объемом 5 м³ в мернике цементировочного агрегата ЦА-320. Для этого в мерник загружается 500 кг нетрола, 100 кг БФА или плавиковой кислоты и 4,4 м³ технической воды. Затем циркуляцией по схеме мерник - насос агрегата - мерник раствор перемешивается 10-20 минут до полного растворения и скачивается в скважину. Циклы приготовления и закачки повторяются необходимое число раз. Возможно непрерывное дозирование порошкообразного нетрола через эжектор в водовод к скважине.

Для приготовления раствора в зимнее время можно использовать горячую воду от ППУ. Перед кислотной обработкой, чтобы увеличить её эффективность, целесообразно провести промывку скважины.

Возможно проведение ОПЗ с разведением сухокислотного реагента в пластовой нефти или дизеле. В этом случае кислотные свойства будут проявляться уже в пласте после закачки. Преимущества данного метода представлены ниже:

- преимущественная обработка нефтенасыщенных интервалов (вследствие влияния фазовой избирательности);
- возможность ОПЗ без подъема погружного оборудования (без КРС) – нетрол в нефти не воздействует на элементы оборудования в скважине.

Также возможно проводить сухокислотный ГРП производится путем добавления сухокислотного реагента в жидкость гидроразрыва на основе нефти/дизеля. Преимущества подобного подхода следующие:

- кислотный состав доставляется по всей длине образовавшихся трещин создавая сеть червоточин путем вытравливания породы;
- длина и проводимость трещин сухокислотного ГРП выше обычного кислотного ГРП (см. рисунок 3.4).

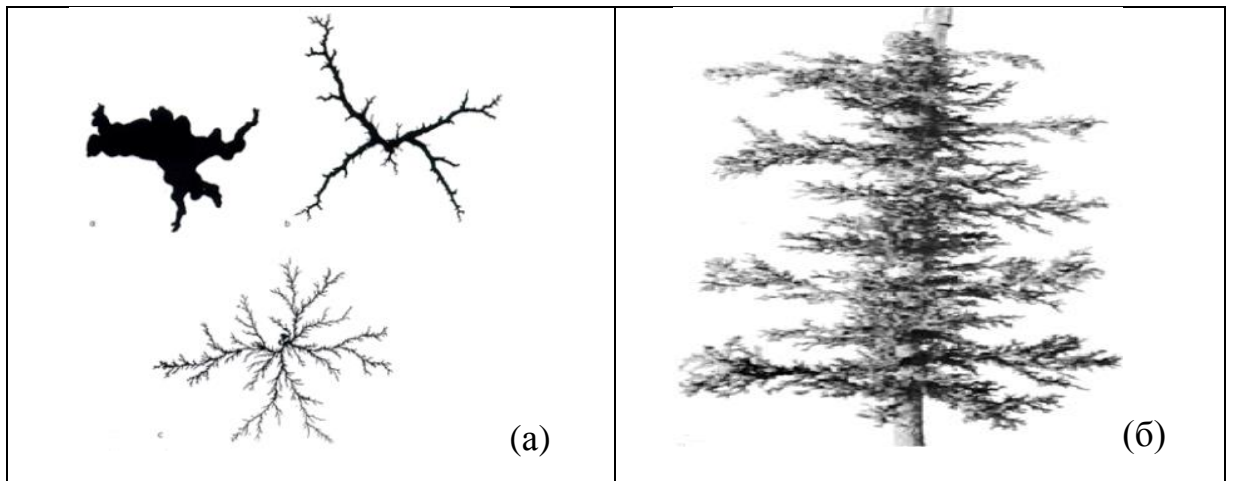


Рисунок 3.4 – Сравнение результатов стандартного ГРП (а) и
сухокислотного (б)

4 Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять особое внимание безопасности производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение к своим обязанностям может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды [12].

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Особенно резкое изменение состояния окружающей среды происходит в районах развития многолетней мерзлоты, поскольку в этих районах природное физико-химическое и термодинамическое равновесие весьма неустойчиво.

Восстановление идет в районе медленно и далеко не всегда в желаемом направлении.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [13].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Юрубчено-Тохомском месторождении, представлены в таблице 4.1 [14].

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении
строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; вибрация.	Обрушение стенок откосов; потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; опрокидывание ГПМ; разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -28°C до -35°C , самая низкая

температура достигает -60°C . Высота снежного покрова достигает 0,4-0,9 м. Лето умеренно теплое.

Преобладающая температура воздуха в июле $+19^{\circ}\text{C}$. Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib [14].

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$ [15].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м^2 круглый год в круглосуточном режиме. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [16].

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2 \text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 .

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1 \text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 [17].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [18].

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [19].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [20].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.2 [21].

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободного О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С1—С5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С1—С10	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.3 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [22].

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [23].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов [24].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение техники безопасности при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные

фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.4 [25].

Таблица 4.4 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Г	ПА-Т3	2
Емкости для нефти	В-Г	ПА-Т3	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Г	ПА-Т3	2
<p>В-Г – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-III – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ПА-Т3 – промышленные газы и пары с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.</p>			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт;
- лопаты – 5 шт;
- ломы – 2 шт;
- топоры – 2 шт;
- багры – 2 шт;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [25].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

4.7 Экологичность проекта

В объемы водоохраных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, речки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках речек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения, строительство дренажных емкостей для сбора отходов, сбор и утилизация промышленных отходов.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа посвящена модернизации технологии проведения обработки призабойной зоны горизонтальных скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край). В дипломной работе предлагается использование ОПЗ сухокислотным реагентом (нетрол).

Данная технология позволит решить основные вопросы ОПЗ:

- существенная неоднородность обработки по стволу скважины;
- высокие риски коррозии внутрискважинного оборудования;
- доставка и хранение кислотного состава на ЮТМ;
- безопасность и экологичность.

С применением нетрола возможно осуществление кислотного воздействия следующих видов: кислотные ванны, кислотные обработки при высоком давлении, поинтервальные кислотные обработки, кислотномониторное, кислотно-импульсное воздействие, кислотный гидроразрыв и др. Допускается сочетание с поверхностно-активными веществами, растворителями типа спирта, ацетона, и гидрофобизаторами для проведения пенокислотных, нефтекислотных и иных видов обработок.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение;

КО – кислотная обработка;

МУО – метод установившихся отборов;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

СКВ – соляно-кислотная ванна;

ППД – поддержание пластового давления;

УПВ – установка подготовки воды;

БКНС – блок кустовых насосных станций;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ВИЭР – водно-инверторно-эмульсионный раствор;

АГЗУ – автоматические групповые замерные установки;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ГКО – глино-кислотная обработка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конторович, А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка) / А.А.Конторович. – Красноярск : ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», 2003. – 35 с.
2. Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения : отчет. – Самара, 1995. – 48 с.
3. Вольпин, С.Г. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и составление программы ГДИ на 2003 год : отчёт. – Москва, 2002. – 115 с.
4. Вольпин, С.Г. Определение степени интерференции скважин и участия матрицы в процессах фильтрации по данным гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения : отчет. – Москва, 2003. – 123 с.
5. Кисловец, Р. М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения : науч. изд. / Р.М.Кисловец, В.П.Митрофанов, В.В.Тереньтьев и др. – Пермь: ПермНИПИнефть – 1996. – 142 с.
6. Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения : отчет. – Самара : ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», 1995. – 56 с.
7. ТЭО разработки на условиях соглашения о разделе продукции Юрубченского блока ЮТНГКМ : отчет. – Самара : ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», 2001. – 78 с.
8. Сбор нефти и газа с первоочередных разведочных скважин Юрубченского месторождения с целью изучения горно-геологических условий разработки : рабочий проект. – Самара : институт «Гипростокнефть», 1996-2001. – 86 с.

9. Яремийчук, Р.С. Освоение скважин : Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. – Москва.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 231 с.
10. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – Москва.: Недра, 1980. – 233 с.
11. Исследование скважин по КВД / Шагиев Р.Г. – Москва : Наука, 1998. – 256 с.
12. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.
13. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введ. 01.01.2004. – Москва : Госстрой России, 2004. – 49 с.
14. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.
15. ГОСТ 24940-81 Здания и сооружения. Метод измерения освещенности. – Введ. 01.01.1983. – Москва : Издательство стандартов, 1985. – 6 с.
16. Руководство 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.). – Введ. 01.11.2005. – Москва : НТЦ Карат, 2005. – 135 с.
17. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 25.03.2005. – Москва, 2009. – 35 с.
18. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 27.10.1989. – Москва : Издательство стандартов, 2000. – 8 с.
19. ГН 2.2.5.2439-09 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 30.04.2009. – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 35 с.

20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013.
21. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 28.06.1976. – Москва : Издательство стандартов, 2000. – 7 с.
22. СО 153.34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. – Москва : Издательство стандартов, 2003. – 26 с.
23. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – Введ. 25.03.2009. – Москва : Издательство стандартов, 2009. – 80 с.
24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 7 с.