

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
« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пласта на Приобском
нефтяном месторождении

Научный руководитель

подпись, дата

А.А. Азеев

Выпускник

подпись, дата

В.В. Кайгородов

Консультанты по
разделам:

БЖД

подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова

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
« ____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кайгородову Владиславу Викторовичу
Группа ГБ 13-03 Направление (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Тема выпускной квалификационной работы Оценка эффективности методов
увеличения нефтеотдачи пласта на Приобском нефтяном месторождении
Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР А.А. Азеев, кандидат технических наук, доцент, СФУ,
ИНиГ, кафедра РиЭНГМ

Исходные данные для ВКР Учебно-справочные материалы, тексты и
графические материалы отчетов, периодическая литература

Перечень разделов ВКР:

- 1 Геологическая часть
- 2 Технологическая часть
- 3 Специальная часть
- 4 Безопасность и экологичность проекта

Перечень графического материала

Руководитель ВКР

подпись

А.А. Азеев

Задание принял к исполнению

подпись

В.В. Кайгородов

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пласта на Приобском нефтяном месторождении 51 с., 3 рис., 7 табл., 14 источников.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ДЕБИТ, ГРП, КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ, ПРИЕМИСТОСТЬ, НЕФТЕОТДАЧА, РАЗРАБОТКА, КОЛЛЕКТОР, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования являются особенности эксплуатации нефтяных скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией, сниженной проницаемостью призабойной зоны пласта.

Целью настоящих исследований является оценка эффективности от применения методов воздействия на продуктивный пласт сложного месторождения.

В процессе работы проанализировано современное состояние добычи по скважинам Приобского нефтяного месторождения. Выявлено, что к условиям данного месторождения наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи является ГРП. Эффективным методом восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка ПЗЗ. Рекомендованы наиболее эффективные способы реализации этих методов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Геологическая часть	6
1.1 Общие сведения	6
1.2 Литолого - стратиграфический разрез.....	7
1.3 Тектоническое строение.....	11
1.4 Нефтеносность.....	12
1.5 Характеристика продуктивных пластов	13
2 Технологическая часть	18
2.1 Состояние разработки и фонда скважин.....	18
2.3 Выбор метода воздействия на нефтяную залежь.....	22
2.4 Кислотные обработки	23
2.5 Техника кислотных обработок.....	23
2.6 Гидроразрыв пласта.....	25
2.7 Техника ГРП.....	26
3 Специальная часть.....	26
3.1 Анализ эффективности кислотных обработок.....	26
3.2 Пути повышения эффективности мероприятия.....	30
3.3 Концентрация растворов кислоты	33
3.4 Оценка эффективности от проведения ГРП.....	34
3.5 Методы повышения эффективности ГРП.....	35
3.6 Критерии по подборам скважин для проведения ГРП.....	35
4 Безопасность и экологичность.....	36
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	36
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	38
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	39
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	40
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	42
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях...	43
4.7 Экологичность проекта.....	44
Заключение.....	48

Список сокращений.....	49
Список использованных источников	50

ВВЕДЕНИЕ

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией - снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Само бурение вносит изменение в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти.

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальто - смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается в результате проникновения в неё рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Приёмистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, излом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате протекания подобных процессов возрастает сопротивление фильтрации жидкости и газа, снижаются

дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Основное назначение методов воздействия на призабойную зону пласта или интенсификации добычи нефти и газа состоит в увеличении проницаемости призабойной зоны за счёт очистки поровых каналов и трещин от различного рода материалов отложившихся в них (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и другие), а также их расширения и создания новых трещин и каналов, улучшающих гидродинамическую связь пласта со скважинами.

В основу химических методов положено воздействие различными кислотами на породы призабойной зоны с целью растворения частиц, засоряющих поровое пространство, и увеличения диаметров поровых каналов. Наиболее распространенным методом химического воздействия на призабойную зону пласта является соляно-кислотная обработка.

Механические методы воздействия направлены на нарушение целостности горных пород за счёт расширения существующих или создания новых трещин. Их применение наиболее эффективно в плотных, низкопроницаемых коллекторах. Основным методом механического воздействия - гидравлический разрыв пласта. К ним относятся также гидропескоструйная перфорация, торпедирование, виброобработка.

Выбор конкретного метода воздействия осуществляется на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения геолого-промыслового материала по рассматриваемому объекту.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения

ООО «Юганскнефтегаз» – одно из крупнейших нефтегазодобывающих предприятий России, дочернее предприятие нефтяной компании «РОСНЕФТЬ», входящей в десятку самых мощных нефтяных компаний России, которое было создано на базе 4 НГДУ ООО «Юганскнефтегаз» (НГДУ «Мамонтовнефть», НГДУ «Юганскнефть», НГДУ «Майскнефть», НГДУ «Правдинскнефть») в 2004 году.

Приобское месторождение ЦДНГ-12, являющееся собственностью ООО «Юганскнефтегаз», открыто в 1982 г., введено в разработку в 1988 году. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области, в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийска и в 100 км к западу от г. Нефтеюганска (рисунок 1). В непосредственной близости к Приобскому расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное (на юго-востоке), Салымское (20 км восточнее), Правдинское (57 км на юго-восток).

Месторождение относится к чрезвычайно сложным для освоения как с точки зрения разработки недр, так и работы на поверхности. Река Обь делит месторождение на два берега – Южно-Приобский и Северно-Приобский. 80 % территории затопляется в паводковый период. Сложность в освоении месторождения заключается также и в том, что левобережная и правобережная части имеют самостоятельные инфраструктуры.

Левобережная зона охватывает южную часть лицензионной территории (ЮЛТ), ее разработку ведет ООО «Газпромнефть — Хантос», компания Газпром нефть. Правобережную зону (СЛТ) разрабатывает ООО «РН-Юганскнефтегаз», принадлежащее компании Роснефть.

На сегодняшний день эксплуатационное бурение ведется в пределах пойменного участка. Всего по состоянию на апрель 2016 года на месторождении пробурено более 3600 скважин.

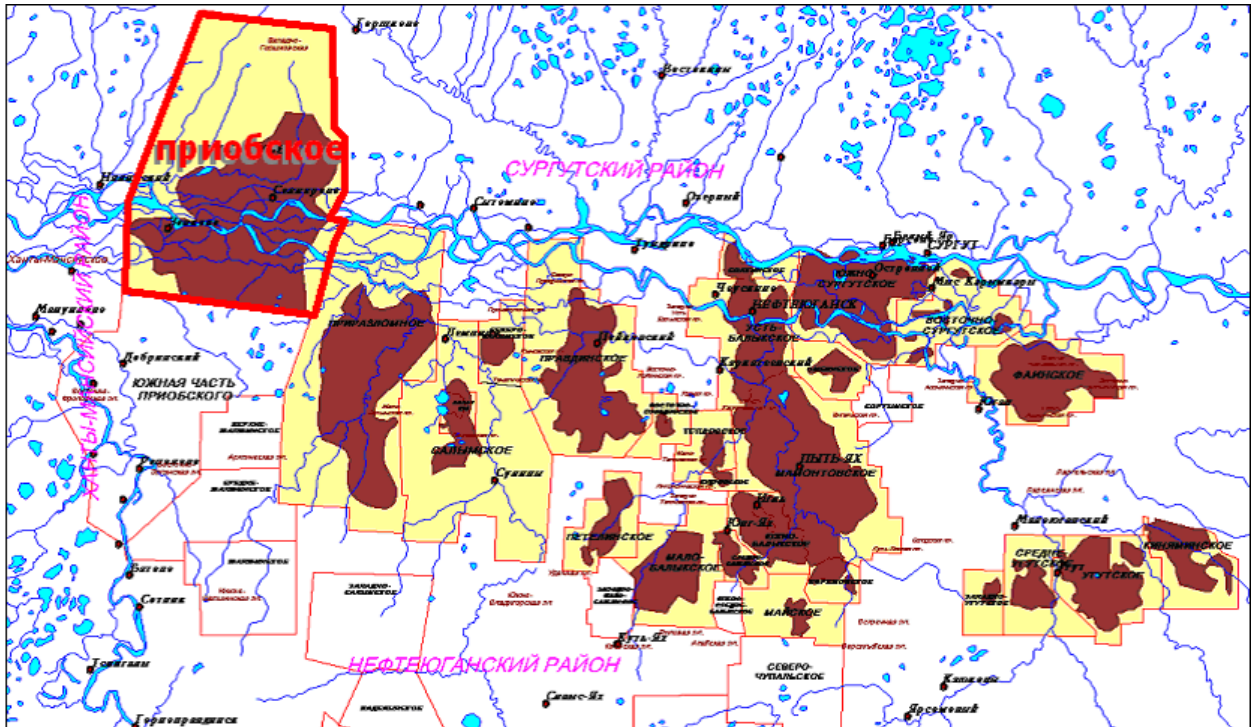


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Месторождение по площади и разрезу изучено с разной степенью детальности. Сейсморазведочные работы на площади их проведения позволили выделить области распространения песчаных тел, их толщины, и тем самым увеличить степень достоверности прогнозов. Наименее разведан северный и северо-западный участок, занимающие территорию Горшковской площади, где пробурены единичные разведочные скважины и по редкой сети отработаны сейсмические профили МОГТ.

1.2 Литолого - стратиграфический разрез

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

Доюрские образования (Pz)

В разрезе доюрской толщи выделяется два структурных этажа. Нижний, приуроченный к консолидированной коре, представлен сильно дислоцированными графит-порфиритами, гравелитами и метаморфизованными известняками. Верхний этаж, выделяемый как промежуточный комплекс, составляют менее дислоцированные эффузивно-осадочные отложения пермо-триасового возраста толщиной до 650м.

Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. В ее составе выделяются тюменская (J1+2), абалакская и баженовская свиты (J3).

Отложения тюменской свиты залегают в основании осадочного чехла на породах коры выветривания с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены комплексом терригенных пород глинисто-песчано-алевролитового состава.

Толщина отложений тюменской свиты изменяется от 40 до 450м. В пределах месторождения они вскрыты на глубинах 2806-2973м. Отложения тюменской свиты согласно перекрываются верхнеюрскими отложениями абалакской и баженовской свит. Абалакская свита сложена темно-серыми до черного цвета, участками известковистыми, глауконитовыми аргиллитами с прослоями алевролитов в верхней части разреза. Толщина свиты колеблется от 17 до 32 м.

Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными, битуминозными аргиллитами с прослоями слабоалевритистых аргиллитов и органогенно-глинисто-карбонатных пород. Толщина свиты составляет 26-38 м.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы развиты повсеместно представлены верхним и нижним отделами.

В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты, а в верхнем ханты-

мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижняя часть ахской свиты (K1g) представлена в основном аргиллитами с подчиненными маломощными прослоями алевролитов и песчаников, объединенных в ачимовскую толщу.

В верхней части ахской свиты выделяется выдержанная пачка тонкоотмученных, темно-серых, приближающихся к серым пимских глин.

Общая толщина свиты изменяется с запада на восток от 35 до 415 м. В разрезах расположенных восточнее к этой толще приурочены группа пластов BC1-BC12.

Разрез черкашинской свиты (K1g-br) представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевролитистых песчаников. Последние, в пределах месторождения, так же как и песчаники, являются промышленно нефтеносными и выделяются в пласты AC7, AC9, AC10, AC11, AC12. Толщина свиты изменяется от 290 до 600 м.

Выше залегают темно-серые до черных глины алымской свиты (K1a), в верхней части с прослоями битуминозных аргиллитов, в нижней - алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 190 до 240 м. Глины являются региональной покрывкой для залежей углеводородов всей Среднеобской нефтегазоносной области.

Викуловская свита (K1a-a1) состоит из двух подсвит.

Нижняя - преимущественно глинистая, верхняя - песчано-глинистая с преобладанием песчаников и алевролитов. Для свиты характерно присутствие растительного детрита. Толщина свиты колеблется от 264 м на западе до 296 м на северо-востоке.

Ханты-Мансийская свита (K1a-2s) представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород с преобладанием первых в верхней части разреза. Породы свиты характеризуются обилием углистого детрита. Толщина свиты варьирует от 292 до 306 м.

Уватская свита (K2s) представлена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, песчаников. Для свиты характерно наличие обугленных и

ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря. Толщина свиты 283-301 м.

Берцовская свита (K2k-st-km) подразделяется на две подсвиты. Нижнюю, состоящую из глин, серых монтмореллонитовых, прослоями опоковидных толщиной от 45 до 94 м, и верхнюю, представленную глинами серыми, темно-серыми, кремнистыми, песчанистыми, толщиной 87-133 м.

Ганькинская свита (K2mP1d) состоит из глин серых, зеленовато-серых переходящих в мергели с зернами глауконита и конкрециями сидерита. Ее толщина - 55-82м.

Палеогеновая система (P2)

Палеогеновая система включает в себя породы талицкой, люлинворской, атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Первые три представлены морскими отложениями, остальные - континентальными.

Талицкая свита сложена толщей глин темно-серых, участками алевритистых. Встречаются перитизированные растительные остатки и чешуйки рыб. Толщина свиты 125-146 м.

Люлинворская свита представлена глинами желтовато-зелеными, в нижней части разреза часто опоковидные с прослоями опок. Толщина свиты 200-363 м.

Тавдинская свита завершающая разрез морского палеогена выполнена глинами серыми, голубовато-серыми с прослоями алевролита. Толщина свиты 160-180 м.

Атлымская свита сложена континентальными аллювиально-морскими отложениями, состоящими из песков, серых до белых, преимущественно кварцевыми с прослоями бурого угля, глин и алевролитов. Толщина свиты 50-60 м.

Новомихайловская свита - представлена неравномерным переслаиванием песков, серых, мелкозернистых, кварцево-полевошпатовыми с глинами и алевролитами серыми и коричневатосерыми с прослоями песков и бурых углей. Толщина свиты не превышает 80 м.

Туртасская свита состоит из глин и алевролитов зеленовато-серых, тонкослоистых с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых песков. Толщина свиты 40-70 м.

Четвертичная система (Q)

Присутствует повсеместно и представлена в нижней части чередованием песков, глин, суглинками и супесями, в верхней - болотными и озерными фациями - илами, суглинками и супесями. Общая толщина составляет 70-100 м.

1.3 Тектоническое строение

Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. Структуры первого порядка осложнены валообразными и куполовидными поднятиями второго порядка и отдельными локальными антиклинальными структурами, являющимися объектами проведения поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. В юго-западной части района - Селяировское, Западно-Сахалинское, Светлое поднятия. В северо-западной части - Восточно-Селяировское, Крестовое, Западно-Горшковское, Южно-Горшковское, осложняющие восточный склон Западно-Лемпинской зоны поднятия. В центральной части - Западно-Сахалинский прогиб, восточнее его Горшковское и Сахалинское поднятия, осложняющие соответственно Средне-Ляминский вал и Сахалинский структурный нос.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки прослеживаются Приобское куполовидное поднятие, Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. На западе площади оконтуривается Ханты-Манийское поднятие. Севернее Приобского поднятия выделяется Светлое локальное поднятие. В южной части месторождения в районе скв. 291 условно выделяется Безымянное поднятие.

Восточно-Селияровская приподнятая зона в исследуемом районе оконтуривается не замкнутой сейсмоизогипсой - 2280 м. Вблизи скв.606 прослеживается малоамплитудная изометричная структура. Селияровская площадь покрыта редкой сетью сейсмических профилей, на основе которой можно условно прогнозировать положительную структуру. Селияровское поднятие подтверждается структурным планом по отражающему горизонту «Б». В связи со слабой изученностью западной части площади, сейсморазведкой, севернее Селияровской структуры, условно, выделяется куполовидное безымянное поднятие.

1.4 Нефтеносность

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км.

Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю1 и Ю2) и баженовской (пласт Ю0) свит. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов, строение залежей к настоящему времени не достаточно обосновано.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшихся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов. Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт

АС7, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС123, АС122, АС112-4, АС111, АС110, АС101-2, АС100, АС9, АС7.

Залежи пластов АС7, АС9 промышленного интереса не представляют.

Геологический профиль представлен на рис. 1.2

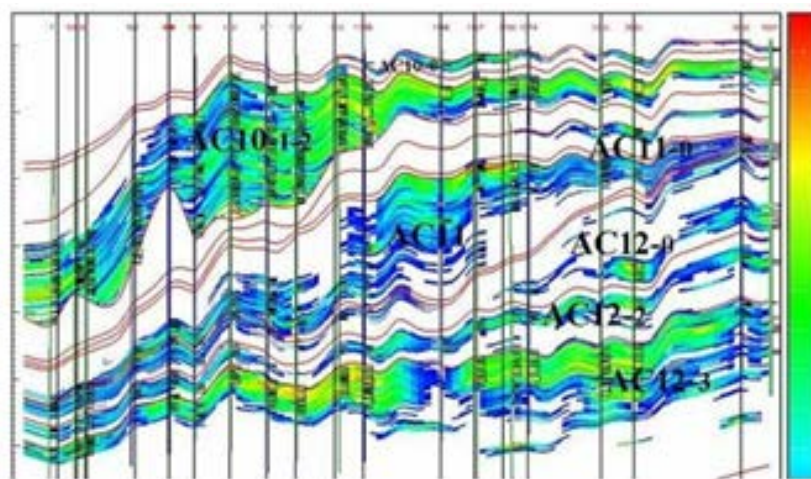


Рисунок 1.2 - Геологический профиль Приобского месторождения

1.5 Характеристика продуктивных пластов

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегаколослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаднения осадков в открытом глубоком море.

По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся

между ними песчано-алевролитных пород.

Согласно определениям, выполненным специалистами ЗапСибНИГНИ по фауне и споропыльце, отобранным из глин в интервале залегания пимской пачки, возраст этих отложений оказался готеривским. Все пласты, что находятся выше пимской пачки. Проиндексированы как группа АС, поэтому и на Приобском месторождении пласты БС1-5 были переиндексированы на АС7-12.

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокомских отложений выделено 11 продуктивных пластов: АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, АС11/2-4, АС11/1, АС11/0, АС10/2-3, АС10/1, АС10/0, АС9, АС7.

Пачка продуктивных пластов АС12 залегает в основании мегакомплекса и является наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В составе выделено три пласта АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

Залежи пласта АС12/3 приурочены к моноклиналильному элементу (структурному носу), в пределах которого отмечаются малоамплитудные поднятия и впадины с зонами перехода между ними.

Основная залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2620-2755м и является литологически экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную терассовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8м до 1,4м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м³/сут, Нд=1239м до 7,5 м³/сут при Нд=1327м. Размеры литологически экранированной залежи составляют 25,5км на 7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2640 - 2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м³/сут. Наиболее высокая отметка в сводовой части фиксируется на -2640 м, а

наиболее низкая в (-2716 м). Размеры залежи 18 на 8,5 км, высота 76м. Тип литологически экранированный.

Основная залежь АС12/1-2 является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложнённой небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трёх сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Размеры литологически экранированной залежи 45 км на 25 км, высота 176 м.

В пласте АС12/1-2 вскрыты залежи 7,5 на 7 км, высотой 7 м и 11 на 4,5 км, высотой 9 м. Обе залежи литологически экранированного типа.

Пласт АС12/0 имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС12/0 представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41 на 14 км, высота 187 м. Дебиты нефти изменяются от первых единиц м³/сут при динамических уровнях до 48 м³/сут.

Покрышка горизонта АС12 образована мощной (до 60 м) толщей глинистых пород.

Выше по разрезу залегает пачка продуктивных пластов АС11, в состав которой входят АС11/0, АС11/1, АС11/2, АС11/3, АС11/4. Три последних соединены в единый подсчетный объект, имеющий очень сложное строение как по разрезу, так и по площади. В зонах развития коллекторов, тяготеющих к присводным участкам, наблюдаются наиболее значительные толщины горизонта с тенденцией увеличения на северо-восток (до 78,6 м). На юго-востоке этот горизонт представлен лишь пластом АС11/2, в центральной части - пластом АС11/3, на севере - пластом АС11/2-4.

Основная залежь АС11/1 является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт АС11/1 развит в присводной части

валообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклиналь. С трёх сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48 на 15 км, высота 112 м. Дебиты нефти изменяются от 2,46 м³/сут при динамическом уровне 1195 м до 11,8 м³/сут.

Пласт АС11/0 выявлен в виде изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8 на 5,5 км, вторая 4,7 на 4,1 км. Обе залежи литологически экранированного типа. Характеризуются притоками нефти от 4 до 14 м³/сут при динамическом уровне. Горизонт АС10 вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов АС10/2-3, АС10/1, АС10/0.

Основная залежь АС10/2-3 вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена в южной части месторождения. Тип залежи - литологически экранированный, размеры 31 на 11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м.

Основная залежь АС10/1 вскрыта на глубинах 2374-2492 м. Размеры залежи 38 на 13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Безводные притоки нефти составили от 2,9 м³/сут при динамическом уровне 1064 м до 6,4 м³/сут.

Завершает разрез пачки пластов АС10 продуктивный пласт АС10/0, в пределах которого выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридиального простирания.

Горизонт АС9 имеет ограниченное распространение и представлен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения.

Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС7, который имеет мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей.

Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. Ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м³/сут при динамических уровнях 1359 - 875 м. Нефтенасыщенные толщины

изменяются от 0,8 до 67,8 м. Размеры залежи 46 на 8,5 км, высота 91 м.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС12/1-2 (1018 км²), минимальную (10 км²) - залежь в пласте АС10/1. Параметры продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Параметры продуктивных пластов

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина		Открытая пористость %	Нефтена сыщенность %	Коэффициент песчаности	Расчлененность
		Общая, м	Эффект, м				
АС100	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС101-2	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5
АС110	2597	20,3	1,9	17,2	57,0	0,091	2,0
АС111	2672	47,3	6,4	17,6	66,6	0,191	6,1
АС112-4	2716	235,3	4,9	17,6	67,2	0,183	4,5
АС122	2752	26,7	4,0	17,7	67,5	0,164	3,3
АС123-4	2795	72,8	12,8	18,0	69,8	0,185	9,3

1.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС10, АС11 и АС12 не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия).

Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей.

Нефти пластов АС10, АС11, и АС12 близки между собой, более лёгкая нефть в пласте АС11, молярная доля метана в ней 24,56 %, суммарное содержание углеводородов С₂Н₆ - С₅Н₁₂ - 19,85%. Для нефтей всех пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество лёгких углеводородов СН₄ - С₅Н₁₂, растворённых в разгазированных нефтях, составляет 8,2-9,2%.

Нефтяной газ стандартной сепарации высокожирный (коэффициент жирности более 50), молярная доля метана в нём составляет 56,19 (пласт АС10)- 64,29 (пласт АС12). Суммарное содержание бутанов 8,1-9,6%, пентанов 2,7-3,2%, тяжелых углеводородов С₆Н₁₄ + высшие 0,95-1,28%. Количество диоксида углерода и азота невелико, около 1%.

Разгазированные нефти всех пластов сернистые, парафинистые, малосмолистые, средней плотности.

Нефть пласта АС10 средней вязкости, с содержанием фракций до 350 С больше 55%, нефти пластов АС11 и АС12 вязкие, с содержанием фракций до 350 С от 45% до 54,9%.

Оценка параметров, обусловленных индивидуальными характеристиками нефтей и газов, выполнена в соответствии с наиболее вероятными условиями сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождении.

Таблица 1.2 - Сопоставление средних значений пористости и проницаемости коллекторов пластов АС10-АС12 по керну и ГИС

Пласт	ГИС			Керн			
	Кол-во скважин	Кно, %	Кпр, мД	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Кно, %	Кпр, мД
АС100	21	17.7	6.2	5	16	17.4	2.1
АС101-2	58	18.7	21.2	21	297	19.3	13.9
АС110	12	16.5	9.4	33	15	18.1	16.8
АС111	47	18.7	51.8	23	329	20.1	31.9
АС112-4	19	18.1	5.7	9	16	18.5	8.1
АС122	64	18.2	4.7	34	744	17.6	3.4
АС123-4	73	18.1	4.1	31	427	17.5	1.8

2 Технологическая часть

2.1 Состояние разработки и фонда скважин

Состояние фонда скважин на апрель 2014 г. выглядит следующим образом: статус месторождения - в разработке, общий фонд скважин – более 3600, действующий фонд – 2000 скважин.

Геологические запасы месторождения составляют 5 млрд. тонн нефти, из них доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,4 млрд т., основная доля остаточных запасов относится к трудноизвлекаемым.

Согласно утвержденному проекту разработки к 2021 году на Приобском месторождении планируется пробурить 4214 скважин эксплуатационного фонда.

Таким образом, Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных пластов и высокой степенью их неоднородности. Сложность в освоении месторождения заключается в том, что левобережная и правобережная части имеют самостоятельные инфраструктуры.

Кроме того, месторождение находится еще в начальной стадии разработки, однако достаточно значительный накопленный отбор нефти отмечался лишь по нескольким скважинам из общего количества отслеживаемых.

Наиболее благоприятно с работой добывающих скважин дела обстоят по горизонту АС₁₀. По этому горизонту в целом отмечается хорошее соответствие результатов эксплуатации скважин геолого-физическим свойствам. Низкая степень корреляции для двух других объектов эксплуатации свидетельствует о том, что для значительного количества скважин результаты их эксплуатации неадекватны исходным природным свойствам пластов в них, что позволяет говорить об определенном потенциале в эксплуатации многих скважин.

Одним из способов, направленных на повышение эффективности использования эксплуатационного фонда скважин и, тем самым, на увеличение технико-экономических показателей по добычи нефти являются методы воздействия на призабойную зону пласта, доминирующее положение из которых занимают физико-химические методы, в частности, кислотные обработки.

Выбор метода воздействия на призабойную зону скважин определяется пластовыми условиями. Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах, также в

цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества, что соответствует условиям Приобского месторождения.

Снижение продуктивности добычных скважин происходит в ряде множества случаев, как: при бурении, в дальнейшем в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта, некачественной перфорации, при эксплуатации скважин, при проникновении в неё рабочих жидкостей во время различных ремонтных работ, – которые возникают еще на этапах освоения скважины и в дальнейшем продолжается в ходе ее эксплуатации. Вот почему кислотная обработка является приемлемым методом воздействия на призабойную зону.

2.2 Типы загрязнения пласта

Солевые отложения, органические отложения и бактерии – таковы три типа загрязнений, которые могут привести к повреждениям в любом месте – от НКТ до гравийной набивки и порового пространства пласта. Солевые отложения – это минеральные отложения, которые при низких давлении и температуре в эксплуатационной скважине могут выпадать из пластовой воды, образуя корку на породе пласта или на НКТ. Со временем эта корка твердеет, что затрудняет ее удаление. Рабочая жидкость зависит от типа породы, которая может быть карбонатными отложениями, сульфатным, хлоридным минералом или минералом с железистым основанием, силикатом или гидроксидом. Проблема заключается в том, чтобы выявить, какой тип солевого отложения препятствует притоку.

Пониженные давление и температура также приводят к образованию тяжелых органических молекул, выпадающих из нефти и затрудняющих ее приток. Основными причинами осложнений являются асфальтены и парафины, растворяющиеся в ароматических растворителях. Гораздо большие неприятности доставляют шламы, которые иногда образуются при взаимодействии неорганической кислоты и некоторых тяжелых нефтей. На сегодня неясно, как избавиться от такого типа загрязнений. Поэтому

необходимо позаботиться о том, чтобы их избежать, применяя противощламовые химреагенты.

Для нагнетательных скважин наиболее распространенной проблемой являются бактерии, которые способны существовать в разнообразных условиях – с кислородом и без него, количество этих бактерий обычно удваивается каждые 20 минут. В результате, образуется сочетание тонкозернистого шлама и разнообразной аморфной смеси, препятствующей притоку нефти.

Дополнительной причиной для очистки скважин от таких микроорганизмов является необходимость уничтожения сульфатовосстанавливающих бактерий, которые в процессе своей жизнедеятельности производят в воде ионы сульфата в скважине или в пласте. Сульфатовосстанавливающие бактерии производят сероводород, который легко разъедает металл труб. Бактериальное загрязнение можно устранять с помощью гипохлорида натрия. В равной степени важно очищать наземное оборудование, откуда подается нагнетательная вода, так как благодаря этому очищаются скважина и пласт.

Другими двумя типами загрязнений, способствующими блокированию притока нефти через гравийную набивку и пласте, являются алевриты/глины и эмульсии. Алевриты и глины (объект всех работ с глинокислотой и 90% всех кислотных обработок матрицы) могут появляться из бурового раствора при бурении и перфорировании или из пласта, когда они смещаются потоком, и в этом случае они получают название мельчайших частиц. При проектировании системы глинокислоты полезно знать состав алеврита и глины независимо от их происхождения, поскольку неправильно подобранная кислота может вызвать осадки, которые еще больше заблокируют приток. При перемешивании воды с нефтью могут образоваться эмульсии, например, когда раствор на водяной основе попадет в нефтеносный пласт. Эмульсии имеют высокую вязкость, и их обычно удаляют с помощью взаимных растворителей.

Взаимодействие нефти и воды в пористой породе вызывает еще два типа загрязнений, возникающих только в пласте – изменение смачиваемости и

водяной блок. В своем естественном состоянии большинство пород легко смачиваются, что полезно для притока нефти. Вода прилегает к поверхности минералов, оставляя поровое пространство для притока нефти. Буровой раствор на нефтяной основе может полностью изменить ситуацию, смачивая поверхность пород нефтью, «заталкивая» водяную фазу в поры и тем самым затрудняя приток нефти. Выход из этого положения – закачивание взаимного растворителя для устранения нефтесмачивающей фазы, а затем закачивание смачивающих поверхностно-активных жидкостей для восстановления условий смачивания.

И, наконец, водяной блок, который возникает тогда, когда жидкость на водяной основе заполняет зону углеводородов настолько, что относительная нефтепроницаемость сводится к нулю – это может случиться без изменения смачиваемости. Решение этой проблемы – опять же в использовании взаимных растворителей и поверхностно-активных жидкостей – на этот раз для уменьшения межповерхностного натяжения между жидкостями и для создания, в некоторой степени, относительной проницаемости, для свободного притока нефти.

2.3 Выбор метода воздействия на нефтяную залежь

Выбор метода воздействия на нефтяные залежи определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. Методы воздействия на пласт имеют многочисленные модификации и, в своей основе, базируются на огромном наборе составов используемых рабочих агентов. Поэтому при анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов.

Из методов интенсификации добычи нефти воздействием на

призабойную зону скважины наиболее широко распространены:

- гидроразрыв пласта;
- кислотные обработки

2.4 Кислотные обработки

Кислотные обработки пластов осуществляются как для увеличения, так и для восстановления проницаемости коллектора призабойной зоны скважины.

Стандартная кислотная обработка на Приобском месторождении заключается в приготовлении раствора в составе 14% HCl и 5% HF, объемом из расчета 1,2-1,7 м³ на 1 метр перфорированной толщины пласта и закачки его в интервал перфорации. Время реагирования составляет около 8 часов.

При рассмотрении эффективности воздействия неорганических кислот принимались во внимание нагнетательные скважины с длительной (более одного года) закачкой воды до обработки. Кислотная обработка ПЗС в нагнетательных скважинах оказывается довольно эффективным методом восстановления их приемистости.

2.5 Техника кислотных обработок

Процесс соляно-кислотной обработки скважин заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовое давление низкое.

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии, для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют кислотную ванну. При этом раствор кислоты подают на забой скважины и выдерживают ее там, не продавливая в пласт. Через несколько часов отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной промывкой, нагнетая промывочную жидкость (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.

Кислотная ванна способствует предупреждению попадания загрязняющих материалов в пористое пространство пласта при последующей

обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт.

Перед обработкой скважины у её устья устанавливают необходимое оборудование и спрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. Параллельно с обвязкой устья скважины к месту работы подвозят подготовленный раствор соляной кислоты или готовят его тут же у скважины.

При кислотных обработках в основном применяют агрегат Азинмаш-30 или Азинмаш-30А, смонтированный на шасси высокопроходимой автомашины (КрАЗ-257). Агрегат имеет гуммированную цистерну емкостью 8 м³, состоящую из двух отсеков – один емкостью 2,7 м³, другой емкостью 5,3 м³. Кроме того, для транспортирования дополнительного объема кислоты агрегат снабжен емкостью на прицепе объемом 6 м³, состоящей из двух отсеков по 3 м³ каждый. Этот агрегат оснащен трехплунжерным горизонтальным насосом одинарного действия.

В скважинах, в которых возможно установить циркуляцию, процесс обработки производится по следующей схеме.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают подготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она, наполнила трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью. Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями. После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего вводят скважину в эксплуатацию.

Для наиболее дальнего проникновения соляной кислоты в глубь пласта, что повышает эффективность обработок, применяют пенокислотные обработки.

Сущность этого способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте в виде пены. Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт; в результате этого приобщаются к дренированию удаленные от скважины участки пласта, ранее недостаточно или совершенно не охваченные процессом фильтрации;

- малая плотность кислотных пен ($400-800 \text{ кг/м}^3$) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта; это как бы включает в себя преимущества, достигаемые при поинтервальных кислотных обработках, что особенно важно при больших продуктивных мощностях пласта и пониженных пластовых давлениях;

- улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции: присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отреагировавшей кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющемся во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

2.6 Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти.

Анализ, выполненных на месторождении ГРП, указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП. Гидроразрыв

пласта в случае с Приобским месторождением является не только методом интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи. Во-первых, ГРП позволяет подключить недренируемые запасы нефти в прерывистых коллекторах месторождения. Во-вторых, данный вид воздействия позволяет отобрать дополнительный объем нефти из низкопроницаемого пласта АС₁₂ за приемлемое время эксплуатации месторождения.

2.7 Техника ГРП

Эта методика уже около 50 лет применяется во всем мире с целью увеличения продуктивности скважин. Жидкость закачивается в скважину под таким давлением и с таким расходом, которые достаточны для того, чтобы разорвать породу и создать по обе стороны ствола две направленные в противоположные стороны трещины протяженностью до 305 м или более. Для удержания трещины в раскрытом состоянии при прекращении закачки и снижении давления она набивается переносимыми рабочей жидкостью частицами песка или керамики (называемыми проппантом). Трещина создается в результате последовательной закачки жидкостной и проппантной стадий. Первая стадия, или «буфер», образует трещину и обеспечивает ее развитие, но она не содержит проппанта. Последующие стадии включают проппант в возрастающих концентрациях для удлинения трещины и ее адекватной набивки.

3 Специальная часть

3.1 Анализ эффективности кислотных обработок

Кислотная обработка скважин основана на способности кислот вступать в реакцию с некоторыми видами горных пород, что приводит к очистке и расширению их пористых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, к повышению производительности скважин.

Для обработки скважин в большинстве случаев применяют соляную HCl и фтористоводородную HF (плавиковую) кислоты.

При соляно-кислотной обработке соляная кислота растворяет карбонатные породы – известняки, доломиты, доломитизированные

известняки, слагающие продуктивные горизонты нефтяных и газовых месторождений. Химические реакции, происходящие при этом, выражаются следующими уравнениями:



Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами, т.е. хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 , вследствие их высокой растворимости не выпадают в осадок из раствора прореагировавшей кислоты. После обработки они вместе с продукцией извлекаются из скважины. Углекислый газ CO_2 также легко удаляется на поверхность.

При обработке пласта соляной кислотой последняя реагирует с породой как на стенках скважины, так и в пористых каналах, причем диаметр скважины практически не увеличивается. Большой эффект дает расширение поровых каналов и очистка их от илистых и карбонатных материалов, растворимых в кислоте. Опыты показывают также, что под действием кислоты иногда образуются узкие длинные кавернообразные каналы, в результате чего заметно увеличиваются область дренирования скважин и их дебиты. Поэтому соляно-кислотные обработки в основном предназначены для ввода кислоты в пласт, по возможности, на значительные от скважины расстояния с целью расширения каналов и улучшения их сообщаемости, а также для очистки порового пространства от илистых образований.

Глубина проникновения кислоты в активном состоянии в пласт зависит от скорости реакции ее с породой. Установлено, что скорость реакции зависит от химического состава пород, от объема кислоты, приходящейся на единицу поверхности пород, от пластовых температуры и давления.

С повышением температуры, например с 20 до 60°C, скорость реакции, независимо от начальной концентрации кислоты, но в зависимости от состава горной породы, увеличивается в 1,5-8 раз. Следовательно, реакционная способность холодной кислоты гораздо меньше, чем теплой той же

концентрации. Поэтому холодную кислоту можно закачать в пласт на значительное расстояние, сохранив ее активность.

С повышением давления скорость взаимодействия кислоты с породой уменьшается. В пластовых условиях на основании опытных данных установлены следующие приблизительные показатели уменьшения скорости взаимодействия кислоты с породами при различных давлениях:

- при 0,7 МПа время нейтрализации 15%-ной кислоты увеличивается примерно в 6-10 раз по сравнению со временем нейтрализации ее при атмосферном давлении;

- при 0,7-1 МПа происходит наиболее резкое, скачкообразное уменьшение скорости взаимодействия (время нейтрализации увеличивается в 30-35 раз);

- при 2-6 МПа скорость нейтрализации кислоты уменьшается примерно в 70 раз.

При кислотной обработке стенок скважины в пределах продуктивного горизонта (кислотная ванна) с целью очищения фильтрующей поверхности от глинистой и цементной корок и продуктов коррозии растворяющему действию кислоты подвергаются уже не породы пласта, а материалы, загрязняющие поверхность забоя скважины. Механизм такого процесса сводится к химическому растворению загрязняющих материалов или только отдельных составляющих компонентов этих материалов, растворимых в кислоте. В результате такого действия нарушается целостность отложившихся загрязняющих материалов, происходит их дезагрегация (распад) с переводом полностью или частично в состояние шлама, легко выносимого с забоя на поверхность с последующей промывкой.

Приготовление раствора соляной кислоты: концентрированную соляную кислоту разводят до заданного содержания на месте ее хранения (кислотная база) или непосредственно у скважины перед ее обработкой. Необходимо рассчитать количество воды и кислоты для приготовления раствора.

Фтористоводородную (плавиковую) кислоту применяют только в смеси с соляной кислотой. Такую кислотную смесь (глинокислоту) применяют для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников.

Фтористоводородная кислота растворяет часть силикатного материала, цементирующего и скелетного веществ пород пласта, поглощенного в процессе бурения или ремонтных работ глинистого материала или цемента, а также материалов, загрязняющих поверхность забоя в виде глинистой или цементной корки.

Соляная кислота, находящаяся в смеси с плавиковой, предупреждает образование в порах пласта геля кремниевой кислоты, а также обеспечивает более полное разложение силикатов.

По совокупности результатов исследований оптимальное число составных частей в глинокислоте следует принимать содержание HF – от 3 до 5 и содержание HCl – от 8 до 10%. В качестве примера, в таблице 3 представлены результаты обработок по ряду нагнетательных скважин

Таблица 3 – результаты обработок в нагнетательных скважинах

Скважина	Дата обработки	Приемистость до обработки (м ³ /сутки)	Приемистость после обработки (м ³ /сутки)	Давление закачки (атм)	Тип кислоты
103	10.2009	30	220	185	HCl
91	06.2009	140	480	155	HCl
1127	12.2009	0	360	175	HCl
1765	11.2009	30	280	180	HCl
2770	04.2009	0	335	175	HCl
1792	01.2010	30	288	170	HCl
2712	08.2010	0	410	170	HCl
2734	07.2010	30	410	170	HCl
2730	08.2010	0	340	170	HCl

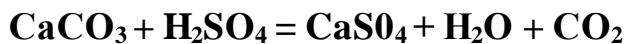
Анализ проведенных обработок показывает, что композиция соляной и плавиковой кислоты улучшает проницаемость ПЗС. Приемистость скважин увеличивалась от 1,5 до 10 раз, эффект прослеживается от 3 месяцев до 1 года.

Таким образом, на основании анализ проведенных на месторождении кислотных обработок, можно сделать вывод о целесообразности осуществления кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью восстановления их приемистости.

3.2 Пути повышения эффективности мероприятия

Соляная кислота. Химическими заводами вырабатывается несколько сортов технической соляной кислоты, различающихся между собой концентрацией HCl и содержанием вредных примесей – железа, серной кислоты и др. Лучшим сортом по этим признакам является синтетическая соляная кислота, имеющая следующие показатели: содержание HCl- не менее 31%; железа – не более 0,02%; серной кислоты – не более 0,005%.

Все другие сорта технической соляной кислоты имеют худшие характеристики, и при их применении для обработки скважин требуется принимать меры по нейтрализации действия вредных примесей. Так, при реакции серной кислоты с известняком образуется нерастворимый осадок гипса, который выпадает в пласте и закупоривает его поры. Эта реакция протекает по уравнению



Если в растворе соляной кислоты содержатся примеси железа, то последнее выпадает в пористом пространстве пласта в виде гидрата окиси железа (объемистый мажеобразный осадок бурого цвета).

Фтористоводородная (плавиковая) кислота. Для обработок скважин применяют техническую плавиковую кислоту с содержанием HF не менее 40%, кремнефтористоводородной кислоты не более 0,4% и серной кислоты не более 0,05%.

Ингибиторы коррозии. Растворы соляной кислоты с содержанием HCl, равным 10% и выше, которые обычно применяют при обработках скважин, вызывают сильную коррозию металлического оборудования. Чем выше концентрация HCl в растворе кислоты, тем в большей мере и быстрее происходит коррозионное разрушение металла. При этом помимо причинения

прямого ущерба оборудованию скважины, все растворенное в кислоте железо неизбежно выпадает в форме объемистого осадка гидратных соединений окиси железа в поровом пространстве пласта.

Добавлением специальных реагентов к рабочим растворам соляной кислоты достигается ослабление коррозионной активности соляной кислоты в отношении металла, что обеспечивает удлинение срока службы оборудования и предупреждает выпадение в пласте осадка окиси железа.

В качестве ингибиторов применяются следующие реагенты.

Катапин-А – катионное поверхностно-активное вещество. При дозировке его в количестве 0,025% от общего количества кислотного раствора коррозионная активность последнего снижается в 45 раз. Этот реагент хорошо растворяется в кислотных растворах, а после нейтрализации кислоты каких-либо осадков в порах породы не образуется. Однако катапин-А при высоких температурах в скважине сильно снижает антикоррозионную активность. Поэтому при температуре 80-100°C и более рекомендуется применять другие реагенты.

Реагент И-1-А. Наибольшей активностью этот реагент обладает в смеси с уротропином. Так, при дозировке в 0,1% И-1-А и 0,2% уротропина коррозионная активность кислотного раствора снижается в 30 раз, а при дозировке 0,4% И-1-А и 0,8% уротропина – в 55 раз. Реагент И-1-А имеет большое преимущество перед катапином-А при обработке скважин с высокой температурой пласта, так как он не снижает своей антикоррозионной способности даже при температуре 130°C.

Уникод ПБ-5 – продукт конденсации анилина в присутствии формалина до молекулярной массы в пределах 400-600. Это – липкая темно-коричневая жидкость плотностью 1100 кг/м³.

По экспериментальным данным, коррозионное действие раствора соляной кислоты концентрацией 10% HCl при добавке 0,1% уникода снижается в 22 раза, при добавке 0,5% – в 42 раза.

Уникод полностью растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде, а тем более в сильноминерализованной. Поэтому из раствора соляной кислоты после того, как вся активность кислоты израсходуется на взаимодействие с породой, в порах пласта выделяется осадок в виде объемистой липкой массы. Это большой недостаток уникода ПБ-5 как ингибитора кислоты, предназначенной для кислотной обработки скважин. Поэтому уникод ПБ-5 рекомендуется применять лишь в исключительных случаях (при отсутствии других ингибиторов) при дозировке не выше 0,1%.

Некоторые ингибиторы коррозии (катапин-А и др.), попадая в пласт, обеспечивают снижение поверхностного натяжения на границе «нефть-отработанная кислота». Адсорбируясь на стенках поровых каналов, эти ПАВ облегчают отделение воды от породы и удаление продуктов реакции из пласта, что, в конечном счете, обеспечивает повышение эффективности обработок скважин. Поэтому добавка тех или иных ПАВ в солянокислотный раствор при обработках скважин обязательна. Рекомендуемые дозировки для большинства ПАВ составляют 0,3% для первой половины кислотного раствора и 0,1% для второй половины.

Помимо катионных ПАВ (катапин-А), для интенсификации кислотных обработок применяют и анионоактивные вещества, такие как ОП-10, УФЭз и др.

Стабилизаторы. Стабилизаторами в условиях солянокислотных обработок скважин называются реагенты, добавляемые в раствор кислоты с целью предупреждения выпадения из него осадков окисного железа. Дело в том, что кислота, полученная с заводов, часто содержит повышенное количество железа – 0,5 – 0,7% и более. В дальнейшем содержание железа может значительно повыситься в процессе транспортирования и хранения кислоты вследствие коррозии металла, а также растворения продуктов коррозии на металлических частях оборудования и труб.

В качестве стабилизатора кислотного раствора применяют уксусную кислоту (СН₃СООН), которая предупреждает выпадение осадков железа из раствора.

Кроме стабилизирующего действия, уксусная кислота является замедлителем реакции соляной кислоты с известняками, что также дает некоторый эффект для достижения конечной цели – продавливания кислоты на максимальное расстояние от ствола скважины с сохранением большей доли ее активности.

При небольшом содержании в солянокислотном растворе железа (0,1% и менее) рекомендуется добавлять в него 1% уксусной кислоты, при содержании железа до 0,5% добавляется 2% этой кислоты в пересчете на 100%-ную концентрацию.

3.3 Концентрация растворов кислоты

Эффективность соляно-кислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, ее объема, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для кислотных обработок объем и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие: объем – 0,4-1,5 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта; концентрация 12-16% HCl, с уменьшением ее в отдельных случаях до 8% и увеличением до 20%.

Наименьшие объемы кислоты в 0,4-1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала пласта применяют для малопроницаемых карбонатных пород при малых начальных дебитах скважин. Для этих условий принимают наиболее высокую концентрацию раствора – с 15-16% HCl, а при отдельных обработках – 20% HCl.

Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0-1,5 м³ раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта

При повторных обработках во всех случаях объем кислотного раствора постепенно увеличивают по сравнению с предыдущими обработками до максимального.

3.4 Оценка эффективности от проведения ГРП

Внедрение метода ГРП на Приобском месторождении началось в 2006 году, как одного из наиболее рекомендуемых методов интенсификации в данных условиях разработки.

За период с 2006 по январь 2011 года на месторождении было проведено 263 ГРП (61% фонда). Основное количество ГРП было произведено в 2008 году – 126.

Динамика добычи нефти, базовая, а также дополнительная добыча нефти за счёт ГРП на южной лицензионной территории представлена ниже.

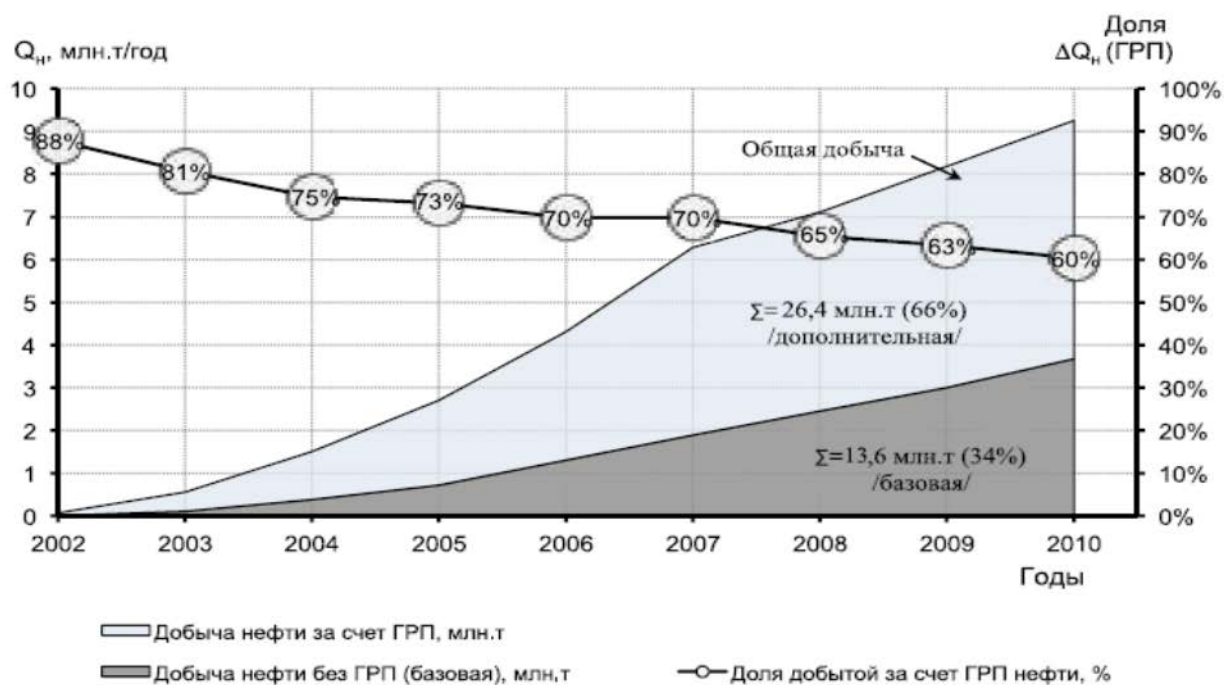


Рисунок 3 - Динамика добычи нефти, полученная за счет ГРП на Приобском месторождении (ЮЛТ)

Существенный рост добычи нефти за счёт ГРП налицо. Начиная с 2006 г. дополнительная добыча от ГРП составила 4900 т.. С каждым годом прирост добычи от гидроразрыва растет. Максимальное значение прироста - 2009 год (701000 т.) .Таким образом, ГРП следует рассматривать основным способом увеличения нефтеотдачи на Приобском месторождении.

3.5 Методы повышения эффективности ГРП

Для увеличения эффективности ГРП должны применяться методы, базирующиеся, прежде всего, на промысловых испытаниях различных технологий, на основании опыта их применения в России и мире, учитывая особенности конкретного месторождения. Можно отметить следующие направления:

1. Увеличение охвата залежей воздействием с помощью поинтервального ГРП.
2. Увеличение длины трещины за счет закачки больших объемов проппанта.
3. Улучшение фильтрационных свойств пласта в околотрещинной зоне (пенный ГРП, гидрокислотный разрыв пласта ГКРП).
4. Повышение качества закрепления проппанта в трещинах для условий эксплуатации с повышенной депрессией на пласт с помощью закрепляющих добавок
5. Добавка в проппант реагентов, способных при последующих ОПЗ, вступать в экзотермические реакции (соли магния).

3.6 Критерии по подборам скважин для проведения ГРП

Основные критерии для подбора скважин Приобского месторождения с целью проведения ГРП:

1. Нефтенасыщенная толщина: АС10-не менее 8 м, АС11-не менее 6м, АС12-не менее 12м.
2. Обводненность продукции: текущая обводненность не более 1,5% за последние 3 месяца работы скв. расстояние до ближайшей нагнетательной скважины не менее 700м.
3. Расположение забоя скважины: не рекомендуется проводить ГРП с расположенными в непосредственной близости (не более 200 м) обширными зонами замещения с целью избежания «стопа» при проведении ГРП.
4. Не рекомендуется проводить ГРП в зонах с аномальными пластовыми давлениями: аномально высокое пластовое давление – образовавшееся в

результате сильной перекаченности системой ГППД зоны, запланированной под ГРП, ввиду малых длин трещин, образовавшихся при проведении ГРП.

4 Безопасность и экологичность

Социальное значение охраны труда заключается в содействии росту эффективности общественного производства путем непрерывного совершенствования и улучшения условий труда, повышения его безопасности, снижения производственного травматизма и заболеваемости.

Деятельность по предупреждению чрезвычайных ситуаций является более важной, чем их ликвидация. Связано это с тем, что социально-экономические результаты превентивных действий по предотвращению чрезвычайных ситуаций (снижение потерь и ущерба) могут быть более эффективными для граждан, общества и государства. С экономической точки зрения это обходится в десятки, а иногда и сотни раз дешевле, чем ликвидация последствий техногенных аварий и стихийных бедствий.

Охрана природы имеет важное социальное значение, составляя в нашей стране часть всей программы развития народного хозяйства. В результате нерациональной деятельности человека природе может быть нанесен большой урон, что отрицательно скажется на существовании всего человеческого общества.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рассмотрим основное рабочее место оператора ДНГ на Приобском месторождении.

Рабочее место находится на втором этаже, двухэтажного, кирпичного здания, с железобетонными перекрытиями. Световой проем ориентирован на юго-восток. Также, рабочей зоной является цех и открытое пространство. Суть выполняемой работы состоит в контроле параметров процесса добычи нефти.

Классификация опасных и вредных производственных факторов представлена в таблице 4.1 [3].

Таблица 4.1 – опасные и вредные производственные факторы

Группы факторов	Виды
Физические	повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха; повышенная или пониженная ионизация воздуха; повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне; отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышенная яркость света; пониженная контрастность;
Химические	Пылеобразные; жидкие; газообразные
Биологические	Патогенные микроорганизмы; микроорганизмы(животные, насекомые, растения)
Психофизиологические	Физические перегрузки; нервно-психические перегрузки

По основному виду экономической деятельности установлен XXX 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 7,4 % к начисленной оплате труда [5].

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации природного происхождения, характерные для района работ на котором располагается Приобское месторождение:

- наводнение - временное затопление значительной части суши водой в результате действия природных сил.

Возможные аварийные и чрезвычайные ситуации:

- разлив нефти, открытое фонтанирование, выбросы газа
- пожар
- отключение электроэнергии
- взрывы и многое другое.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рассматриваемый объект находится в Ханты-Мансийском округе, представительные города Уренгой, Надым, Салехард. Обозначение климатического региона (пояса) Ib (IV), средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C ; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин 1,3 м/с.

Условиями, в которых находится рабочая зона, являются:

- открытое пространство со среднегодовой температурой воздуха - 10°C , количество осадков около 400 мм/год, с дневным и ночным рабочим временем суток, средняя влажность воздуха около 50%;

- помещение со средней температурой воздуха 20°C и относительной влажностью воздуха около 40%.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды рекомендуется для систем отопления обеспечение нормируемой температуры воздуха в помещениях, учитывая:

а) потери теплоты через ограждающие конструкции;

б) расход теплоты на нагревание наружного воздуха, проникающего в помещения за счет инфильтрации или путем организованного притока через оконные клапаны, форточки, фрамуги и другие устройства для вентиляции помещений;

в) расход теплоты на нагревание материалов, оборудования и транспортных средств;

г) тепловой поток, регулярно поступающий от электрических приборов, освещения, технологического оборудования, трубопроводов, людей и других источников тепла.

Механическую вентиляцию следует предусматривать в случаях:

а) если параметры микроклимата и качество воздуха не могут быть обеспечены естественной вентиляцией в течение года;

б) для помещений и зон без естественного проветривания.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Рабочее место оператора находится в кабинете, общей площадью 50,4 кв. м на расстоянии 3 м от светового проема. Высота стен в кабинете составляет 3 м. Освещение представлено растровыми светильниками с лампами типа ЛД 18. Высота подвеса светильников составляет 3 м. Размеры светового проема высота 1,5 м, ширина 2 м, находится по средней линии стены. Рабочее место включает в себя стол, стул компьютерный, тумбу, ПЭВМ. Высота рабочей поверхности стола составляет 0,78 м.

Параметры микроклимата, вредных веществ, пыли, вибраций, шума, излучений и освещенности находятся в пределах нормы [2].

Нормирование параметров микроклимата в рабочей зоне производится в зависимости от периода года, категории работ по энергозатратам, наличия в помещении источников явного тепла. В таблице 4.2 приведены оптимальные нормы температуры и влажности с учетом категории энергозатрат в рабочей зоне производственных помещений [2].

Таблица 4.2 – Температурно-влажностный режим воздуха в рабочей зоне

Период года	Теплый	Холодный
Температура t, С		
средняя	18-20	20-22
Влажность воздуха, %		
средняя	40-60	40-60

Шумящее оборудование, уровни шума которого превышают нормативные, должно размещаться вне помещений с ПЭВМ. Снизить уровень шума в помещениях можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения для отделки помещений (разрешенных органами и учреждениями Госсанэпиднадзора России), подтвержденных специальными акустическими расчетами. Дополнительным звукопоглощением служат однотонные занавеси из плотной ткани, гармонирующие с окраской стен и подвешенные в складку на расстоянии 15-20

см от ограждения. Ширина занавеси должна быть в 2 раза больше ширины окна.

Нормы освещенности рабочих мест зависят от вида помещения и составляют: для комнаты операторов ДНГ 300 лк, для цеха ДКС 200 лк [12].

Основа индивидуальных средств защиты оператора ДНГ зависит от сезона и должна включать: при работе в помещении – верхнюю спецодежду, защитные очки, при высоком уровне шума – шумоподавляющие наушники, при работе на открытом пространстве в дополнение ко всему вышеизложенному защитную каску.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов, с указанием видов загрязняющих веществ, источников выброса, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативы предельно-допустимых выбросов по видам загрязняющих веществ, производствам и источникам выброса

Производство и источник выделения	Загрязняющее вещество	Предложения по нормативам выбросов (ПДВ)	
		г/сек	т/год
Обвязка устья добывающих скважин (12 шт., фланцевые соединения – 156 шт.)	Углеводороды предельные С1 – С5	0,00054	0,01716
Замерная установка «ОЗНА ИМПУЛЬС 40–1–1500» (1 шт.)	Углеводороды предельные С1 – С5	0,00954	0,30067
Установка дозирования химреагента УДПХ – «ЛОЗНА» (1 шт.) – расходный бак	Ингибитор коррозии Корексит SXT-1003 (по метанолу)	0,00569	0,00004
Дренажная ёмкость (1 шт., V = 8,0 м ³)	Углеводороды предельные С1 – С5	0,00300	0,01100
Дренажная ёмкость (2 шт., V = 25,0 м ³)	Углеводороды предельные С1 – С5	0,05400	1,15200

Методы защиты работников от влияния вредных и опасных факторов классифицированы по определенным принципам, и один и тот же метод может служить для защиты работников одновременно от нескольких вредных и

опасных факторов производственной среды и трудового процесса.

В качестве одного из критериев для такой классификации может быть принят принцип защиты. По этому критерию методы и средства защиты работающих представлены следующим образом.

1) Нормализация условий труда. Сущность этого метода состоит в проведении организационных, технических и иных мероприятий, направленных на снижение уровня факторов, вызывающих риск повреждения здоровья, и приведение значений вредных и опасных производственных факторов к нормированным величинам.

2) Защита расстоянием. Данный метод защиты заключается в том, чтобы по возможности устранить зоны пересечения гомосферы (пространство, в котором действует человек) и ноксосферы (пространство, в котором возможно проявление опасных и вредных производственных факторов). Достигается это путем:

- ограждения опасных зон с целью создания физической преграды, предотвращающей приближение человека к источнику опасности, устраняющей возможность захвата одежды или частей тела движущимися элементами оборудования, ожога от нагретых поверхностей и т.п.;

- удаления операторов из опасных зон с помощью автоматизации работы оборудования, применения дистанционного управления, роботов и манипуляторов;

- нормирования минимально допустимых расстояний между оператором и источником повышенной опасности и др.

3) Защита временем. Этот метод используется в тех случаях, когда первые два метода невозможно применить по техническим причинам или их реализация не дает удовлетворительного результата. В таком случае нормативно устанавливается допустимое время пребывания человека в зоне повышенной опасности или вредности (например, в условиях воздействия ионизирующего излучения, вблизи мощных источников электромагнитного излучения и др.). Работнику может устанавливаться: сокращенная рабочая

неделя или уменьшенная длительность рабочей смены, наибольшее время непрерывной работы в условиях действия вредных производственных факторов, время и периодичность дополнительных перерывов в течение смены.

4) Адаптация работников к повышенному риску:

- профессиональный отбор работников для выполнения работ в условиях повышенной опасности;

- специальное обучение работников определенных профессий и проведение инструктажей;

- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников для установленных профессий;

- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, защитными очками, масками, противогазами и др.).

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Наибольшую опасность при ведении спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ (СНАВР) на объектах нефтегазовой промышленности представляют пожары, возникающие при разрушении технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов и оборудования, сильная загазованность, грозящая отравлениями и взрывами, задымленностью и затопленностью нефтью или нефтепродуктами территории.

Производственное помещение по взрывопожарной опасности относится к категории Б [13], характеристики горючих веществ и жидкостей представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Основные характеристики горючих газов и жидкостей

Наименование газов и жидкостей	Температура пламени при сгорании в кислороде, °С	Соотношение между кислородом и горючим газом
Бутан	2118-2500	4,0
Водород	2000-2235	0,3-0,4
Метан	2043-2200	1,5
Нефтяной газ	2300	1,5-1,6
Природный газ	2100-2200	1,5-1,6
Пропан	2110-2500	3,5
Бензин	2500-2600	1,1-1,4
Керосин	2400-2450	1,7-2,4

В любом здании должен быть распорядительный документ, в соответствии с которым организуется пространство и устанавливается противопожарный режим. Его основные положения включают:

1. Наличие табличек с номером телефона вызова пожарной охраны и фамилиями ответственных за противопожарное состояние помещений.
2. Наличие планов эвакуации при пожаре.
3. Система пожарной сигнализации.
4. Наличие журнала инструктажа.
5. Доступ к эвакуационным выходам и путям эвакуации.
6. Наличие первичных средств пожаротушения. Это средства, которые эффективны на начальной стадии возгорания. К ним относятся: вода, песок, асбестовое полотно, металлическая сетка с мелкими ячейками, кошма, лопаты, ломы, крюки, пожарные краны и огнетушители. Все оборудование должно находиться в доступных местах.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При работе бригады могут возникнуть чрезвычайные ситуации такие, как выброс оборудования, открытое фонтанирование, взрыв технологического оборудования и емкостей.

При газонефтяном выбросе без загорания газонефтяной смеси, необходимо:

- немедленно прекратить работы в загазованной зоне
- заглушить двигатели внутреннего сгорания
- эвакуировать людей за пределы загазованной зоны
- при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим
- загазованную зону обозначить на местности предупреждающими знаками “Опасная зона. Вход воспрещен”
- обесточить объекты энергопотребления, которые могут оказаться в опасной зоне.
- принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида,

пластовой воды путем устройства обвалования.

- сообщить об аварии руководству ЦИТС и через диспетчера ЦИТС представителю военизированного отряда по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

- определить уровень загазованности и при положительном анализе газовоздушной среды принять меры к эвакуации автотехники с места аварии.

- дополнительные работы вести по дополнительному плану.

При газонефтяном выбросе с возгоранием газонефтяной смеси:

- немедленно прекратить работы в зоне воспламенения газонефтяной смеси

- при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим.

- эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения газонефтяной смеси.

- сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС.

- приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения.

- принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования.

- при возможности эвакуировать нефтяные емкости, автотехнику ГРП из зоны горения.

- организовать встречу прибывших пожарных подразделений.

- дальнейшие работы вести по дополнительному плану.

4.7 Экологичность проекта

Проанализировав источники загрязнения, можно выявить влияния технологических процессов на экологическое состояние прилегающей территории.

При бурении скважин и строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит, в основном, в результате выделения:

- продуктов сгорания топлива (дизельные двигатели и котельные);

- растворителей (окрасочные работы);
- сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Характерным фоновым загрязнением следует считать испарение предельных углеводородов.

Необходимо выделить несколько видов воздействия на ландшафты, растительность, почвы и грунты при освоении месторождения:

- прямое воздействие на земли путем изъятия под объекты нефтепромысла.

- механическое воздействие связано с вертикальной перепланировкой рельефа, уплотнением верхнего слоя почвы при отсыпке площадок под бурение, при передвижении автотранспорта по дорогам.

Механическое воздействие, связанное с вертикальной перепланировкой рельефа, характеризуется следующими факторами:

- подсыпка грунта при вертикальной планировке площадок для объектов нефтепромысла, автомобильных дорог;

- разработка карьера песка;

- устройство траншей для подземного строительства трубопроводов.

Биоморфологические нарушения, источниками которых могут быть расчистка территории под буровую площадку, вырубка леса, снятие и складирование верхнего слоя почвы.

В растительном мире происходит уничтожение травяно-кустарничкового яруса, угнетение растительности на прилегающей территории. Часто происходит смена одного ландшафта (сообщества экосистем) на другой и, как правило, менее ценный во всех отношениях.

Классифицируя виды воздействия на поверхностные воды, можно выделить основные из них:

- строительство линейных и площадочных объектов (устройство насыпных оснований под площадку куста скважин, подсыпка для автомобильных дорог);

- забор воды на хозяйственно-питьевое и производственно-пожарное

водоснабжение;

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства могут оказывать следующие источники загрязнения:

- утечки жидких отходов бурения из накопительных котлованов, сооружаемых в минеральном грунте (шламовых амбаров);
- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы веществ в водоемы.

Наиболее характерными последствиями проведения строительных работ на указанных сооружениях являются:

- нарушение берегов водных преград, частичное нарушение рельефа;
- повреждение русла постоянных водотоков;
- нарушение растительности на берегах водоемов;
- взмучивание и нарушение мест корма рыб в водоемах.

При проектировании необходимо предусмотреть мероприятия, позволяющие снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду:

- предусмотреть конструкции трубопроводных систем, обеспечивающие безаварийную работу (увеличение толщины стенки труб, внутреннее покрытие) и возможность применения диагностических устройств с целью проверки толщины стенок трубопроводов, предусмотреть контроль качества сварных швов трубопроводов методами магнитографирования и радиографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность;
- предусмотреть автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе;
- предусмотреть электроприводную запорную арматуру с дистанционным управлением;
- линейные сооружения разместить на менее уязвимых участках (вне путей

миграции животных и птиц);

- восстановление и рекультивация земель, отведенных под временное пользование или подвергшихся случайному воздействию, чтобы свести до минимума опасность эрозии, обеспечить защиту водной среды обитания и восстановление растительного покрова.

Производственные (пластовые) воды содержат в повышенном количестве широкий спектр загрязняющих компонентов, привнесенных в процессе эксплуатации месторождения.

Рекомендованы следующие способы утилизации сточных вод:

- очистка производственных (пластовых) сточных вод до параметров, позволяющих их закачку в поглощающие горизонты;

- сбор и очистка производственных (пластовых) сточных вод до параметров, позволяющих их сброс в морскую среду;

- сбор и вывоз производственных (пластовых) сточных вод на береговые базы для дальнейшей очистки и утилизации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ существующих методов интенсификации добычи нефти показывает, что в качестве основного метода стимулирования добывающих скважин Приобского месторождения следует рекомендовать ГРП. Наиболее эффективным методом восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка ПЗС.

Для удаления возможных отложений АСПО и жидкости глушения в ПЗС предлагается использовать обработки растворителями.

Следует также в дальнейшем провести опытно-промысловые испытания других методов воздействия на ПЗС и, в первую очередь, для добывающих скважин - технологии ГОС и обработку растворителями, а для нагнетательных скважин – обработку растворами ПАВ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
ПНП – повышение нефтеотдачи пластов;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ВНК – водонефтяной контакт;
ПЖД – поддержание пластового давления;
ВНЗ – водонефтяная зона;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
КИН – коэффициент извлечения нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авторский надзор за разработкой Приобского месторождения, [Электронный ресурс]: Уфа, 2014. – Режим доступа: <http://www.perfokom.com>.
2. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» - Введ. 01.01.1989. - Москва: Стандартинформ, 1989.
3. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы» – Введ. 01.01.1976. – Москва: Стандартинформ, 1976. – 4с.
4. ГОСТ 12.1.004–85. ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования» – Введ. 01.07.1992. – Москва: Стандартинформ, 1992. – 83с.
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» - Введ. 01.01.1992. - Москва: Стандартинформ, 1992.
6. Геологические отчеты УДНГ ОАО «Юганскнефтегаз», [Электронный ресурс]: Уфа, 2010. – Режим доступа: <http://www.neftlib.ru>.
7. Данные из проектных документаций: “Анализ разработки Приобского месторождения”, утверждённый в ЦКР Минэнерго РФ (протокол от 12.02.2014 N41). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.geosys.ru>.
8. Инструкция по технике безопасности и охране труда для работающих в нефтедобывающих предприятиях АО “Юганскнефтегаз”, [Электронный ресурс]: Нефтеюганск, 1996. – Режим доступа: <http://www.nburservis.ru>.
9. Коммисаров А.И., Хачатуров Р.М. “Повышение эффективности ГРП” [Электронный ресурс]: Нефтепромысловое дело №9, 2010. – Режим доступа: <http://www.nekko.ru>.
10. Отчеты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». [Электронный ресурс]: Нефтеюганск, 2003. – Режим доступа: <http://www.neftlib.ru>.
11. Русак, О.Н. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие/ О.Н. Русак. - Красноярск: Изд-во «Офсет», 2001
12. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» - Введ. 20.05.2011. - Москва: Стандартинформ, 2011. – 7с.
13. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и

наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. 1.05.2009 - Москва: Стандартинформ, 2009. – 10с.

14. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Разработка и эксплуатация месторождений. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ), [Электронный ресурс]: 2014. – Режим доступа: <http://www.oilzone.ru>