

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти»

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ПРИОБСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**
тема

Руководитель _____ к. ф-м. наук , доцент Б.Б. Квеско
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ В.С. Чанчиков
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломной работы по теме: Анализ эффективности применения ГРП на Приобском нефтяном месторождении

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта

Е.В. Домаев

_____ _____
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

О.В. Помолотова

_____ _____
подпись дата инициалы, фамилия

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

институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Чанчикову Владиславу Сергеевичу
фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-03 Направление (специальность) 21.03.01
номер код

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности применения ГРП на Приобском нефтяном месторождении

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: Б.Б. Квеско, кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, данные по скважинам Приобского нефтяного месторождения

Перечень разделов ВКР: 1.Общая часть, 2.Геологическая часть, 3. Технологическая часть, 4.Техническая часть, 5.Специальная часть, 6. Безопасность и экологичность проекта.

Руководитель ВКР _____ Б.Б. Квеско
подпись инициалы,
фамилия

Задание принял к исполнению _____ В.С. Чанчиков
подпись инициалы,
фамилия

« _____ » _____ 2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа Анализ эффективности применения ГРП на Приобском нефтяном месторождении

Настоящая дипломная работа содержит 88 страниц, 12 таблиц, 18 рисунков, 3 формулы, 22 графика.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПРОППАНТ, ПАРОЦИКЛИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА, НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ.

Объектом исследования является такой метод увеличения нефтеотдачи, как гидравлический разрыв пласта.

Целью исследовательской работы является изучить эффективность текущего способа добычи нефти на Приобском месторождении, проанализировать имеющиеся недостатки, оценить эффективность и прирост дебета после использования такого метода увеличения нефтеотдачи, как гидравлический разрыв пласта. Так же в данной исследовательской работе приводятся обоснования успешного применения такого метода увеличения нефтеотдачи.

Выбор данного метода увеличения нефтеотдачи зависит от множества факторов, в частности от типа и свойств коллекторов, структуры и геологии месторождения, экономической составляющей.

В данной исследовательской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки ООО «РН - Юганскнефтегаз», общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи и о погружном оборудовании, анализ эффективности проведения ГРП на Приобском месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение.....	5
1. Общая часть.....	6
1.1 Местоположение и территория месторождения.....	6
1.2 Характеристика месторождения.....	7
1.3 Краткие сведения о действующем варианте разработки	9
2. Геологическая часть.....	11
2.1 Общая геологическая характеристика месторождения.....	11
2.1.1 Стратиграфия.....	12
2.1.2 Тектоника.....	12
2.1.3 История и условия осадконакопления.....	14
2.1.4 Особенности литофаций.....	16
2.2 Продуктивные пласты.....	16
2.2.1 Петрофизические характеристики пластов.....	19
2.2.2 Фильтрационно-емкостные свойства пластов.....	20
2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	21
3. Технологическая часть.....	34
3.1 Эксплуатация скважин.....	34
3.2 Методы интенсификации притока.....	37
3.3 Гидравлический разрыв пласта.....	39
3.4 Ремонтно-изоляционные работы.....	46
3.5 Соляно-кислотная обработка.....	47
4. Техническая часть.....	48
4.1 Конструкция скважины.....	48
4.3 Оборудование ГРП.....	52
4.3.1 Подземное оборудование, применяемое при ГРП.....	53
5. Специальная часть.....	54
5.1 Гидравлический разрыв пласта.....	54
5.2 Опыт применения ГРП в России.....	56

5.3 Анализ результатов ГРП.....	57
5.4 Состояние фонда скважин с проведенным ГРП.....	60
5.5 Многостадийное ГРП.....	64
6. Безопасность и экологичность проекта.....	70
6.1 Анализ потенциальных опасностей и вредностей при экспериментальных работах.....	71
6.2 Инструктаж по безопасности при проведении работ по гидравлическому разрыву пласта.....	76
6.3 Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях.....	81
6.4 Экологичность проекта.....	83
Заключение, выводы и рекомендации.....	86
Список использованных источников.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших отраслей экономики России является нефтегазовая промышленность. Очевидно, что на бюджет страны влияет экспорт нефти и газа в другие страны.

На сегодняшний день нефтегазовая промышленность столкнулась со следующими проблемами: ресурсы недр земли стремительно истощаются, обводненность месторождений растет, подавляющее число месторождений находится на последнем этапе разработки. Для того, чтобы снабжать потребителей нефти стабильным объемом нефти, а так же не уменьшать количество экспортируемой нефти, ведется поиск новых месторождений.

Одним из таких месторождений является Приобское месторождение. Оно является одним из крупнейших месторождений России по запасам нефти.

Приобское месторождение имеет ряд особенностей таких, как: крупное, многопластовое, уникальное по запасам нефти

- труднодоступное из-за географо-климатических особенностей (заболоченная местность, расположение реки Обь, весенние паводки)
- река Обь делит месторождение на правобережную и левобережную части

Месторождение обладает сложным строением продуктивных горизонтов. Основными в разработке являются пласты АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂. Пласты АС₁₀ и АС₁₁ относятся к средне и низкопродуктивным по коллекторским свойствам. АС₁₂ – к аномально низкопродуктивным.

1. Общая часть

1.1 Местоположение и территория месторождения

Приобское месторождение было открыто в 1982 г. Разработка ведется с 1988 г. 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 1.1.1). Рядом с Приобским находятся такие крупные месторождения, как: Приразломное (на юго-востоке), Салымское (20 км восточнее), Правдинское (57 км на юго-восток).

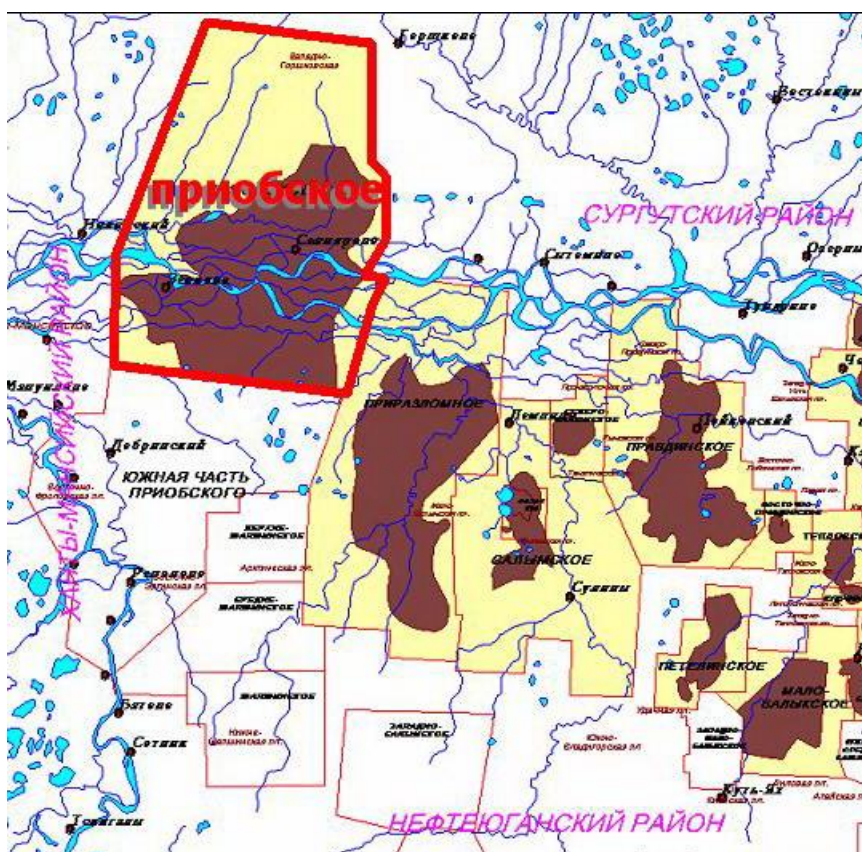


Рисунок 1.1.1 – Местоположение Приобского месторождения

1.2 Характеристика месторождения

Средняя часть Приобского месторождения располагается в части аллювиальной равнины. Это месторождение находится в пойме реки, поэтому здесь очень характерны заболоченность и весенние паводки (рисунок 1.2.1).

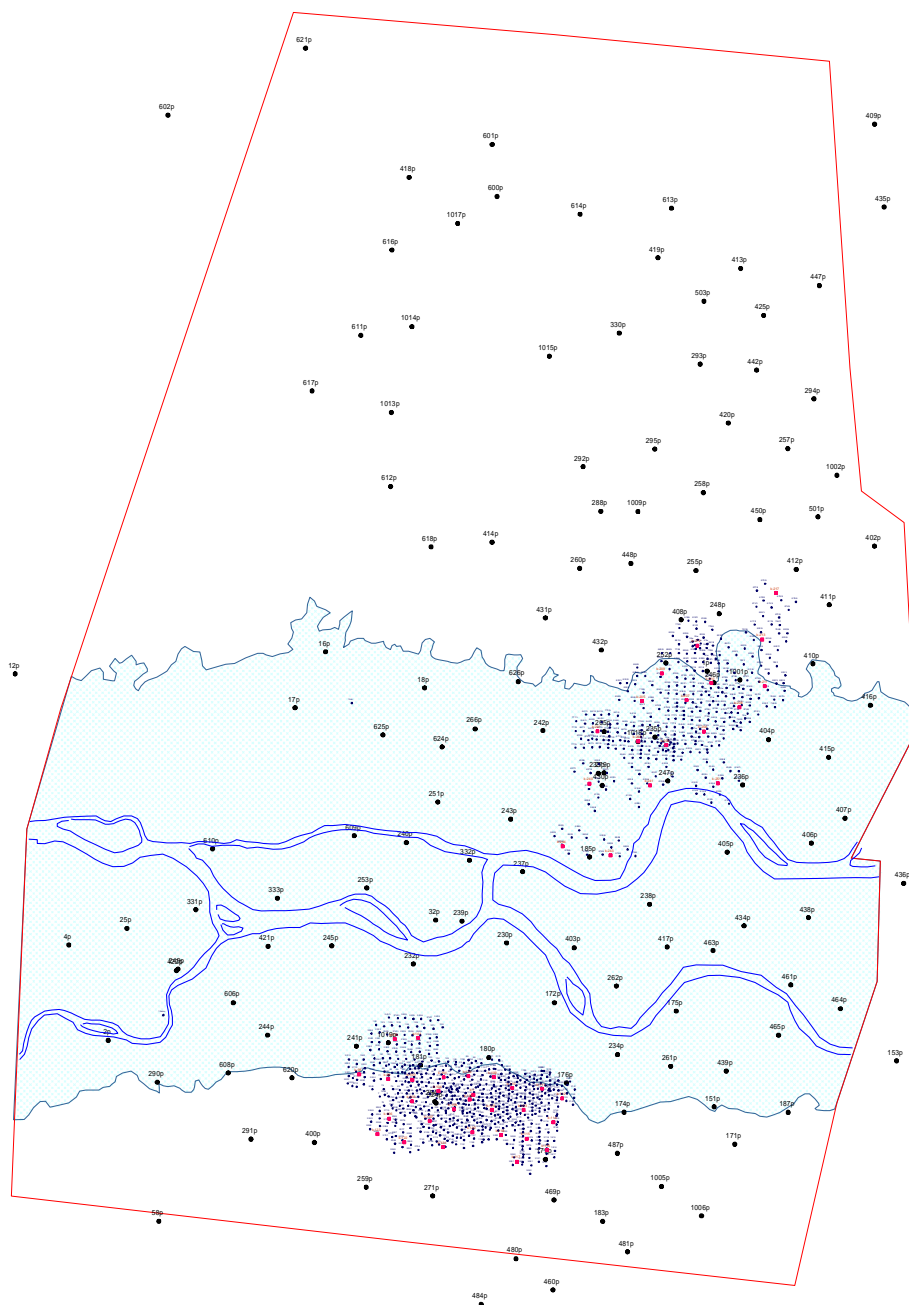


Рисунок 1.2.1 – Северная лицензионная территория Приобского месторождения

Южная доля месторождения располагается на плоской аллювиальной террасе со слабовыраженными формами речной эрозии. Территорию месторождения принято делить на две части: левобережную и правобережную, граница между которыми проходит по основному руслу реки Обь. Месторождение является очень сложным для освоения с точки зрения разработки недр, работы на поверхности, а так же каждая из частей имеют свою инфраструктуру.

Левобережная зона охватывает южную часть лицензионного участка. В границах левого берега, начиная с 1988 г., ведется разработка горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. На сегодняшний день эксплуатационное бурение ведется в пределах пойменного участка.

Правобережная часть располагается на северной части лицензионной территории месторождения. Эксплуатация правобережного участка была начата в 1999 году.

На 1 января 2016 года накопленная добыча составила 2 ,143 млрд тонн нефти. Однако последние несколько лет, добыча на месторождении стремительно падает. В 2008–2013 годах добыча «Юганскнефтегаза» стабилизировалась на уровне выше 65 млн тонн в год. В 2013 году «Юганскнефтегаз» добыл 66,2 млн т нефти. За 2014 год было добыто более 64 млн тонн нефти. За 2015 год было добыто 62,4 млн. тонн, согласно же плану добычи, на 2016 год – компания намерена добыть 63,8 млн. тонн.

Количество разведанной информации по месторождению различно как по разрезу, так и по площади. Сейсморазведочные работы 3D на площади помогли выделить участки распространения песчаных тел, их толщины, и тем самым увеличить степень достоверности прогнозов. Наименее разведаными остаются северный и северо-западный участки, занимающие территорию Горшковской площади, где пробурены единичные разведочные скважины.

1.3 Краткие сведения о действующем варианте разработки

Действующий проектный документ на разработку Приобского месторождения утвержден решением ЦКР Минэнерго РФ, протокол № 2769 от 15.11.2001 года. К реализации принят вариант I (таблица 1.3.1) со следующими проектными уровнями добычи нефти и жидкости и технологическими показателями работы системы ППД (рисунок 1.3.1).

Таблица 1.3.1-Уровни добычи за закачки жидкостей.

Год	Добыча жидкости, тыс. т.	Закачка жидкости, тыс. т.	Добыча нефти, тыс. т.	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т.	Обводненность, %	КИН, %
2008	9161	75642	7111	172984,3	22	6,7
2009	11153	80621	8179	206784,3	27	8,0
2010	13449	85500	9250	236384,3	31	9,1
2011	15330	90132	10060	268257,3	34	9,1
2012	17596	96234	11270	299346,7	36	9,3
2013	19943	100973	11896	346785,1	40	9,4

Разработка ведется по следующим положениям:

- совместная добыча из горизонтов AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} ;
- одновременно-раздельная закачка в горизонты $AC_{10+AC_{11}}$ и AC_{12} ;
- забойные давления в добывающих скважинах – 5 МПа;
- забойные давления в нагнетательных скважинах: на горизонты $AC_{10+AC_{11}}$ – 38 МПа, AC_{12} – 42 МПа;

проведение ГРП во всех пластах по всем добывающим и нагнетательным скважинам в зонах с рентабельными эффективными нефтенасыщенными толщинами

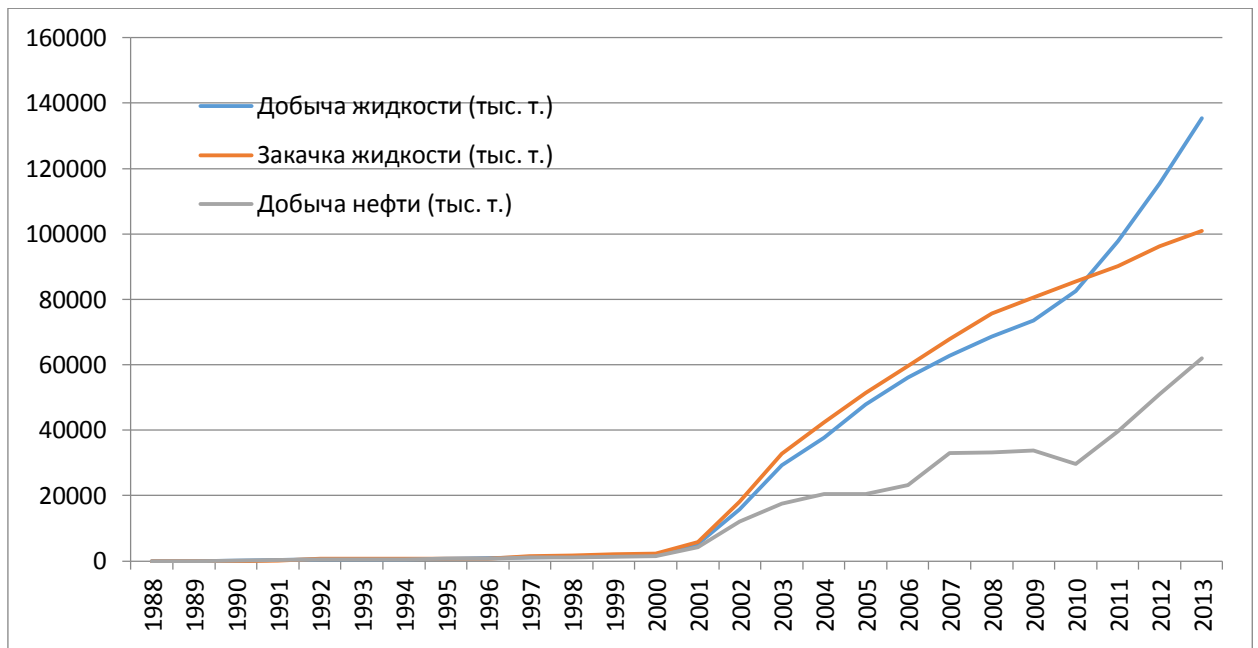


Рисунок 1.3.1 – Динамика добычи жидкости, закачки жидкости и добычи нефти

2. Геологическая часть

2.1 Общая геологическая характеристика месторождения

Продуктивные отложения на территории Приобского месторождения сформированы в позднеюрское и меловое время. Промышленные нефтеносные залежи установлены в неокомских пластах группы АС. По данным геофизических исследований, испытаний пластов наличие свободной воды не установлено. Залежи нефти представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью. Отложения генетически связаны с двумя основными типами литофаций: турбидитные и шельфовые осадки. Литологический состав пород представлен промежуточными разностями между песчаниками и алевролитами.

Таблица 2.1.1 -Запасы по разрабатываемым объектам

	Балансовые запасы	Извлекаемые запасы	КИН
АС10	353472	81948	0,229
АС11	734357	276490	0,381
АС12	1385799	307911	0,219
АС7	74636	7442	0,11
АС9	3116	334	0,11
Итого	2551380	674135	0,253

2.1.1 Стратиграфия

Геологический разрез Приобского месторождения сложен из толщ пород терригенного типа, относящихся к осадочному чехлу мезокайнозойского возраста, которые находятся выше пород доюрского периода, состоящих из коры выветривания.

Доюрские образования (Pz). В профиле доюрских пород принято разделять две основных части. Нижняя, относящийся к консолидированной коре, представляет собой сильно дислоцированные графит-порфириды, гравелиты и метаморфизованные известняки. Верхняя выделяется как промежуточный комплекс, состоит из менее дислоцированных эффузивно-осадочных отложений пермо-триасового возраста толщиной до 650м.

Юрская система (J). Юрская система представлена всеми тремя этапами: нижним, средним и верхним. В ее составе выделяют тюменскую (J1+2), абалакскую и баженовскую свиты (J3).

2.1.2 Тектоника

Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий (Рисунок 2.1.2.1). 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. Локальные поднятия являются унаследованными и характеризуются небольшими углами падения до 1-1,5 градусов. Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100- 150м.

В пределах лицензионного участка отложения фундамента вскрыты 11 скважинами. Таким образом, представления о строении доюрского

основания, юрских отложений и их вещественном составе основываются в основном на комплексном анализе данных различных геофизических методов, проведенных на площади Приобского месторождения.

Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях. Наиболее достоверной и информативной картой является структурная карта по опорному отражающему горизонту “Б”, приуроченному к пачке аргиллитов баженовской свиты.

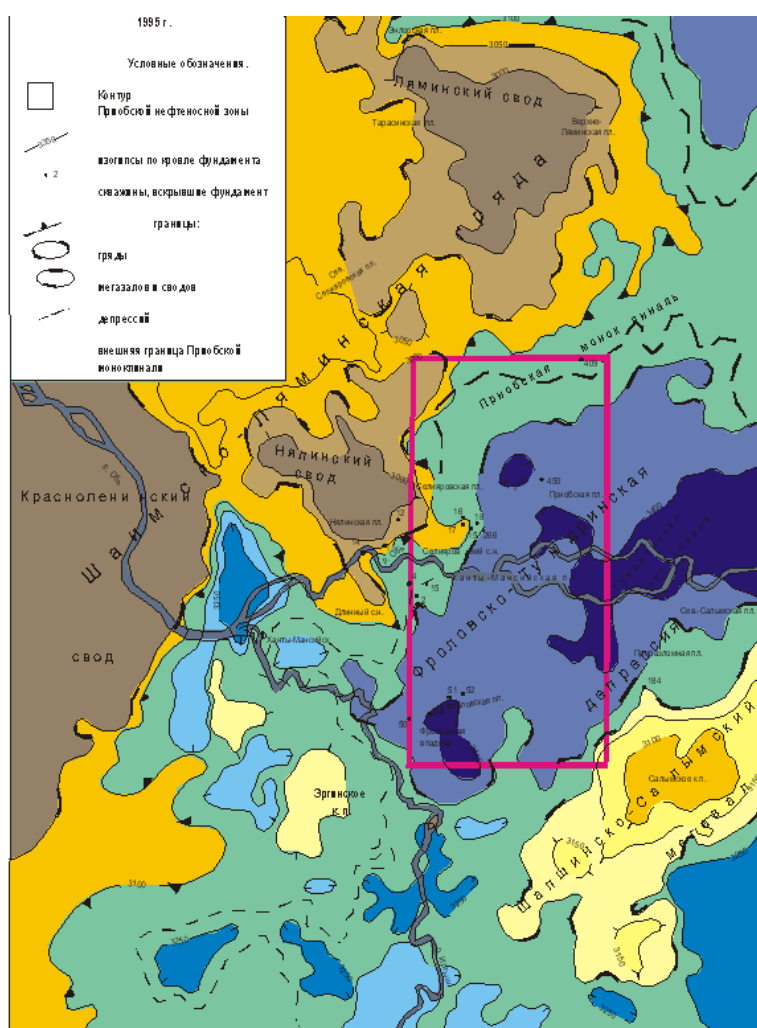


Рисунок 2.1.2.1 - Тектоническая схема района Приобского месторождения

2.1.3 История и условия осадконакопления

В среднеюрское время был период мелководно-морского осадконакопления, в то время породы заполняли бассейн в направлении с юго-востока на северо-запад методом бокового наращивания. Далее, в период поздней юры кластические породы осаждались в результате нескольких трансгрессий моря с севера. Данный процесс приводит к тому, что бассейн становится недоступным для нормальной морской циркуляции. Таким образом, появились условия при отсутствии кислорода, при которых сформировалась мощная толща черных органических сланцев. Эта толща, называемая баженовской свитой, остается основным источником углеводородов для резервуаров нижнемелового периода.

В раннемеловом периоде в Среднеобском регионе появилась шельфовая зона, которая со временем отдалялась к западу. Обломочные породы добавлялись с востока в регрессивные периоды, образуя стратиграфические циклы в виде клиноформ. Далее на протяжении всего мелового периода остальные циклы осаждались выше предыдущих и мигрировали к западу, что приводило к заполнению бассейна.

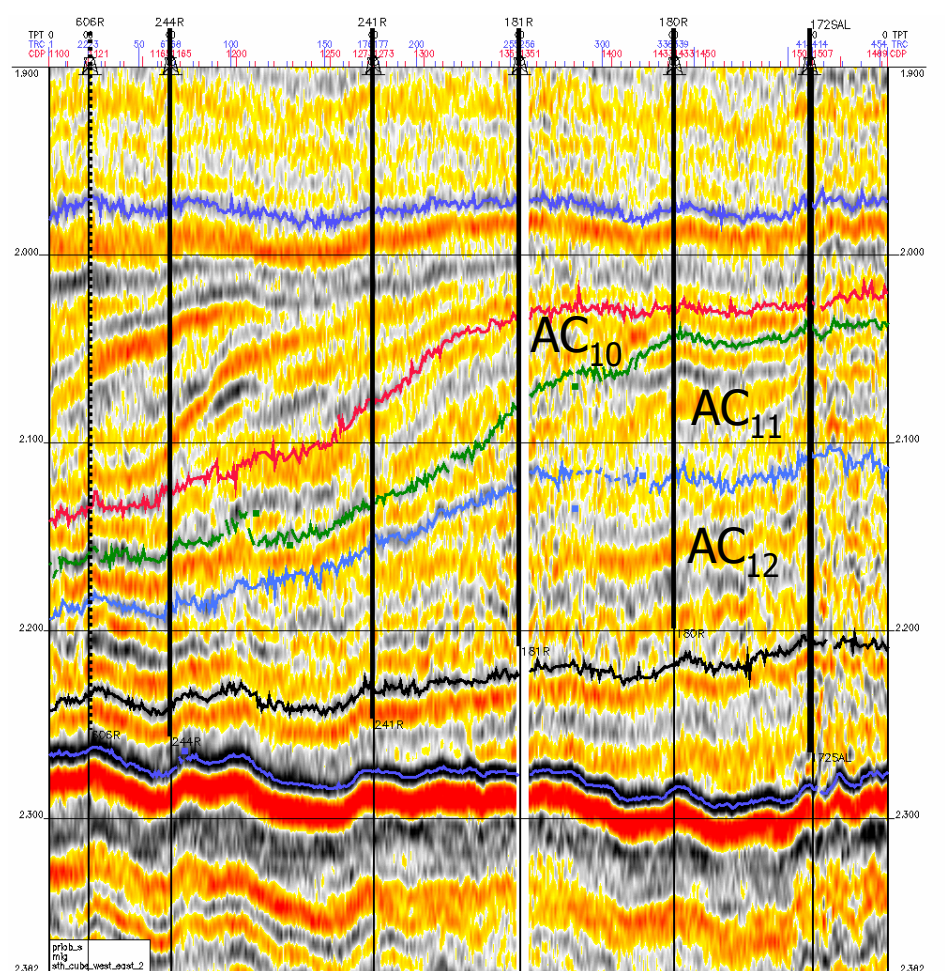


Рисунок 2.1.3.1 - Сейсмический широтный разрез по южному кубу 3D

Пласты-коллекторы осаждались в виде клиноформ, складываясь чешуйчатым образом и наклоняясь к западу. Восточная часть сформировалась в условиях мелкой воды (25-30 м), в то время как западный край был осажден на глубине от 50 до 100-150 метров. Эти слои клиноформ очень хорошо заметны на сейсмических широтных профилях, пересекающих месторождение (Рисунок 2.1.3.1). Структура клиноформ выражается в постоянном наклоне на запад с выклиниванием вниз по падению и усечением вверх по восстанию. Поэтому на месторождении преимущественно обладает стратиграфический тип ловушек.

2.1.4 Особенности литофаций

Песчаные коллекторы имеют мелкозернистую структуру, часто имеют вид переслаиваний с аргиллитами и алевролитами. По мере продвижения вверх по направлению восстания клиноформ, песчинки становятся более крупнозернистыми и лучше отсортированы. Эта часть относится к фациям мелководного морского бара или авандельты. Вниз по падению песчаники имеют более мелкозернистую структуру и хуже отсортированы, характерна частая смена слоёв с глинистым материалом. Поэтому в этих осадках наблюдается очень низкая проницаемость на месторождении. Такие осадки относятся к продельтовым турбидитным фациям или подводным фациям конуса выноса (Рисунок 2.1.3.2).

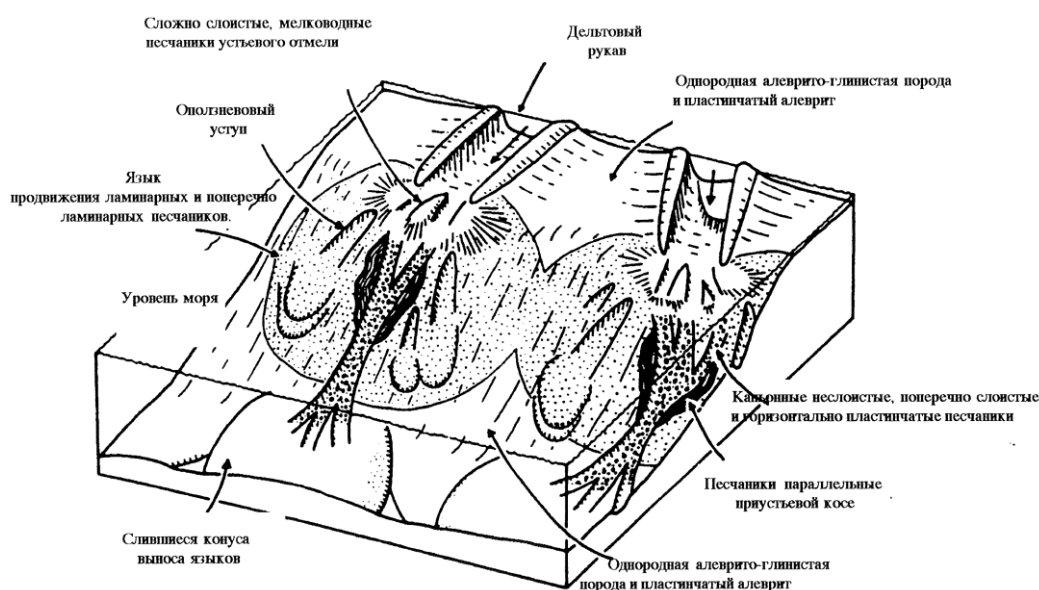


Рисунок 2.1.3.2 - Модель накопления осадков конуса выноса

2.2 Продуктивные пласты

На Приобском месторождении в разработку вовлечены три продуктивных пласта: АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. Они относятся к неокомскому периоду.

Горизонт AC_{10} . Основной пласт-коллектор на левобережной части месторождения. Разделен на пласты AC_{100} , AC_{101} , AC_{102-3} . Наблюдается увеличение зернистости вверх по разрезу. На месторождении горизонт AC_{10} показан глубоководными фациями конуса выноса и дельтовыми отложениями на шельфовой части горизонта AC_{11} . Эта глубоководная часть, которая в соответствии с кодировкой пластов называется AC_{102-3} , формировалась в западной части, вниз по падению, клиноформы горизонта AC_{10} . Из-за низкого уровня моря шельф горизонта AC_{101} был эродирован и осадки переместились в более глубокие части через подводные каньоны, образовавшиеся в склоне шельфа горизонта AC_{101} . По данным каротажа и керна видно, что пласт имеет слоистое строение. Более подробная корреляция скважин эксплуатационных участков по продуктивному горизонту AC_{10} выявила, что пласт имеет структуру единого песчаного тела. На левом берегу наблюдается плавный переход от шельфовых отложений к склоновым. Так же пласт характерен двучленным строением с увеличенной мощностью.

Горизонт AC_{11} . На Приобском месторождении это основной коллектор, который обладает лучшими коллекторскими свойствами и очень высоким дебитом при опробовании. Песчаники пластов AC_{11} и AC_{10} имеют практически идентичное друг другу строение, и они также формировались в процессе бокового наращивания. Пласт AC_{11} обладает зоной большой мощности, которая параллельна палеобереговой линии, где наблюдается плавный переход песчаников в глины в западном направлении, вниз по падению клиноформ. Пласт легко коррелируется и имеет большой степень выдержанности. По условиям осадконакопления это либо серия прибрежно-морского бара, параллельного палеобереговой линии, либо песчаник авандельты (берегового склона). Самой большой мощностью пласт обладает на восточной части лицензионного участка.

Горизонт AC_{12} . Пласт AC_{12} хранит более 50% начальных балансовых запасов. Песчаники имеют мелкозернистую структуру и интерпретируются

как глубоководные осадки, являющиеся конусами выноса склона или дна бассейна, которые отложились заново при эрозии шельфа горизонта AC_{12} при низком уровне моря. Корреляция пласта AC_{12} на большой площади представляет некоторую сложность, так как пласт имеет неоднородную структуру. Поэтому в настоящее время имеется несколько версий корреляции, которая предлагается Гутманом И.С.

На каротажных кривых пласт обладает блоковым или пилообразным строением, а также имеется классический вид кривой для фаций конуса выноса – укрупнение, а затем уменьшение зернистости вверх по разрезу (Рисунок 2.2.1). Песчаный коллектор находится в области конуса выноса, где он характеризуется наибольшей мощностью. В конфигурации границ распространения пласта доминируют элементы меридионального простирания. Принято выделять две области распространения пласта AC_{12} . Одна из них занимает Горшковскую площадь, другая Селияровскую и Приобскую.

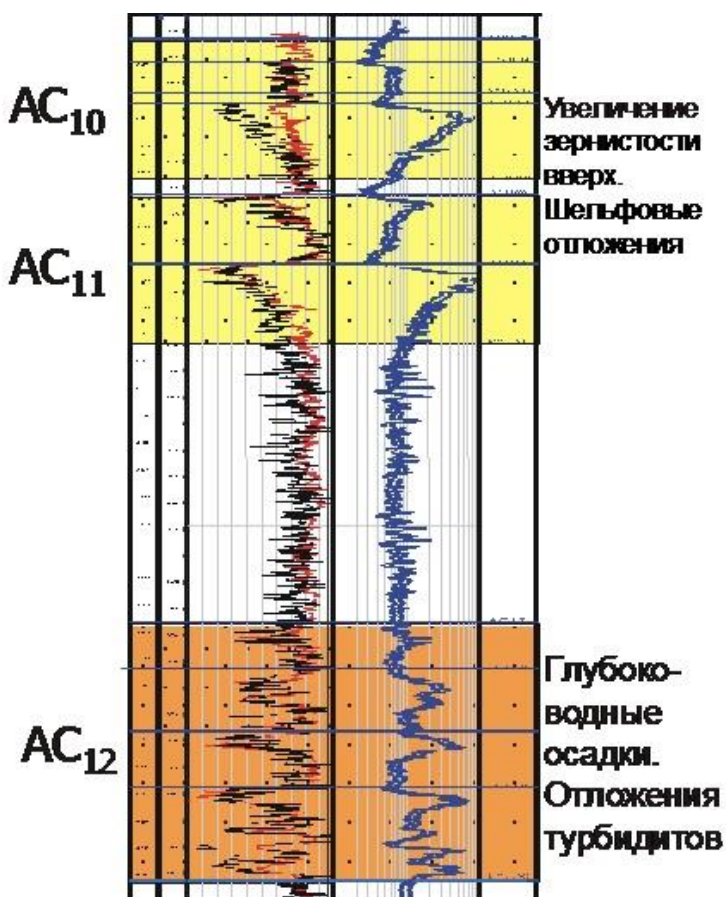


Рисунок 2.2.1 – продуктивные отложения Приобского месторождения

2.2.1 Петрофизическая характеристика пластов

В целом породы пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ обладают очень схожими литологические и структурно-текстурные признаки. Структура порового пространства коллекторов в значительной степени образовалась под влиянием постседиментационных процессов растворения и регенерации.

Для коллектора характеры поры, такие как: субкапиллярные и микрокапиллярные. Часть капиллярных пор незначительна. Фильтрационно-емкостные свойства напрямую зависят от состава глинисто-карбонатного цемента и формы его распределения. На Приобском месторождении принято выделять два типа коллекторов: коллектор с рассеянной глинистостью и карбонатностью, а также микронеоднородный коллектор, который состоит из тонких переслаиваний песчаников или алевролитов с глинистыми или глинисто-карбонатными прослоями.

Имея средние емкостные свойства, коллекторы отличаются в основном пониженными фильтрационными характеристиками. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает пласт АС₁₁. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов горизонта АС₁₀ отличаются ярко выраженной бимодальностью распределений пористости и проницаемости (Рисунок 2.2.1.1). Это связано с тем, что керн по пласту АС₁₀ представлен по двум типам фаций – шельфовыми и турбидитовыми.

2.2.2 Фильтрационно-емкостные свойства пластов

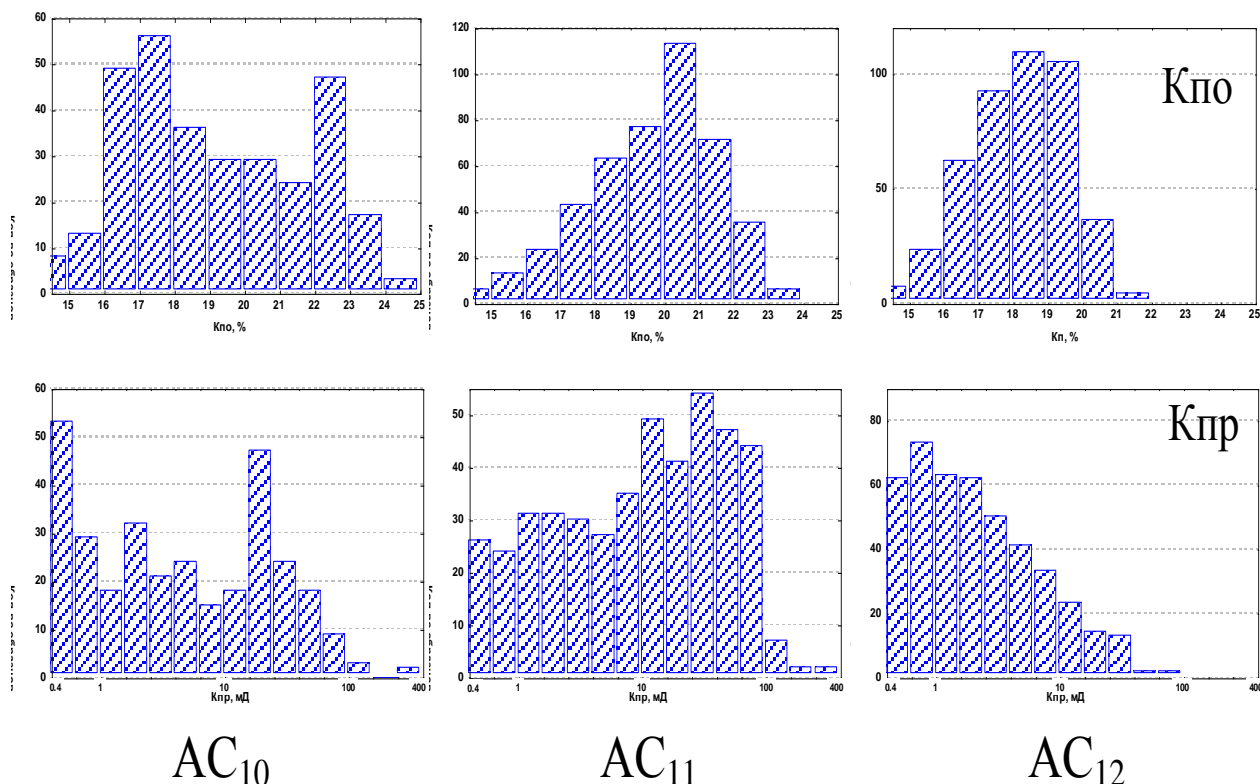


Рисунок 2.2.1.1 - Распределение пористости и проницаемости по результатам анализов керна

Пласт AC_{11} имеет наибольшую проницаемость. Его отложения образовались в условиях шельфа и относятся к баровому телу, на котором уже производится бурение эксплуатационного участка правобережной части месторождения. Среднее значение $K_{пр}$ по всей коллекции составляет 30 мД, соответственно для левого и правого берегов – 10 и 36 мД. Такое соотношение также подтверждается результатами испытания пластов.

Связи с условиями осадконакопления так же не лишен пласт AC_{10} . Сформировавшиеся вблизи кромки палеошельфа отложения центральной части левобережного эксплуатационного участка (наиболее продуктивная зона пласта AC_{10}) отличается высокими значениями проницаемости. В целом $K_{пр.ср.}$ варьирует от 24 мД на левом берегу до 1 мД на правом.

Для пласта АС₁₂ значительное изменение этого показателя наблюдается при сравнении северной (Горшковская площадь) зоны месторождения с островной (центральной) и южной зоной. Островной и южный участок имеют улучшенные коллекторские свойства по сравнению с Горшковской площадью (соответственно 4 мД против 1.3 мД).

Эта закономерность подтверждается результатами ГИС и испытаний пластов. Однако при сравнении имеют место смещенные оценки проницаемости по керну и каротажу, что может быть возбуждено разными объемами измерений проницаемости анизотропных пластов коллекторов. Проблема калибровки, зачастую, решается методом привлечения данных гидродинамических исследований скважин. Они позволяют оценить свойства большего объема пород по сравнению с точечными измерениями на одиночных образцах керна и с интегральными оценками ГИС анизотропных и микронеоднородных разностей коллекторов. Поэтому в расчетах используется Кпр.эфф. по данным ГДИ. Коэффициент отношения эффективной проницаемости равен 0.4. Соответственно для пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ Кпр.эфф. был принят 6.5, 9.4, 3.3 мД соответственно.

2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

Физико-химические характеристики пластовых и нефтей не содержащих газ изучались на образцах проб, которые были отобраны из горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. Исследование нефтей и газов выполнено специализированными подразделениями СибНИИНП и объединения «Юганскнефтегаз».

При подсчете и утверждении в ГКЗ запасов нефти и растворенного газа Приобского месторождения (1988г.) свойства пластовых нефтей определялись по результатам исследований 72 проб, отобранным из 17 разведочных скважин. С тех пор так же дополнительно исследовали 57 проб пластовых нефтей, отобранных из 22 скважин. Таким образом, при анализе

свойств нефтей в Технологической схеме разработки Приобского месторождения были учитаны результаты более широкого исследования – 129 глубинных проб по 39 скважинам. Скважины, по которым были отобраны глубинные пробы нефтей, довольно размеренно рассредоточены по периметру месторождения и отображают свойства нефтей по всем основным залежам и зонам.

В ходе проведения однократного разгазирования и сопутствующих операций находились основные параметры газонасыщенной нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность однофазной жидкости при давлении и температуре пласта, газосодержание, характеристики дегазированной нефти, нефтяного газа и т.д.

Важно то, что эти новые данные позволили дифференциацию свойств нефтей по пластам, входящим в состав продуктивных горизонтов. К сожалению, некоторые конкретные значения физико-химических параметров нефти в Технологической схеме разработки Приобского месторождения находились, путем усреднения их по всем полученным данным. В конечном итоге изменения оказались незначительными по сравнению с погрешностями, возникающими при проведении исследований, и корректировки физико-химических параметров не проводилось.

Однако, на мой взгляд, проведение такой корректировки это необходимая мера. Ее необходимость обусловлена тем, что полученные в лабораторных исследованиях нефти значения давления насыщения $P_{нас}$, газонасыщенности Γ , объемного коэффициента ν_n распределены в широком диапазоне и сильно варьируются. Конечно, это связано с известными техническими сложностями получения глубинных проб, которые могут привести к отбору частично разгазированных проб нефти. Таким образом, при обработке экспериментального материала необходим подробный анализ всего набора полученных данных. Стоит заметить, что повышенное содержание азота и повышенная температура несомненно приводят к

сильному возрастанию давления насыщения, и это нужно учитывать при отбраковке проб.

На рисунках 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 приведены графики зависимости газосодержания в условиях однократного разгазирования от измеренного давления насыщения в пробах, который имеет характерный вид кривой, выходящей на плато. Как известно, газосодержание нефти с ростом давления достигает своего максимума при давлении насыщения и затем уже не меняется. Так точка перегиба усредненной зависимости $\Gamma = f(P_{нас})$ соответствует истинному значению давления насыщения пластовой нефти: $P_{нас} = 12,1$ МПа для пласта AC_{10} , $12,7$ МПа для пласта AC_{11} и $13,4$ МПа для пласта AC_{12} . Оно определяется компонентным составом и температурой пластовой нефти и не зависит от способа ее разгазирования. Стоит отметить, что только лишь небольшая часть проб имеет такие высокие значения $P_{нас}$, что приводит к занижению его величины при простом усреднении полученных данных.

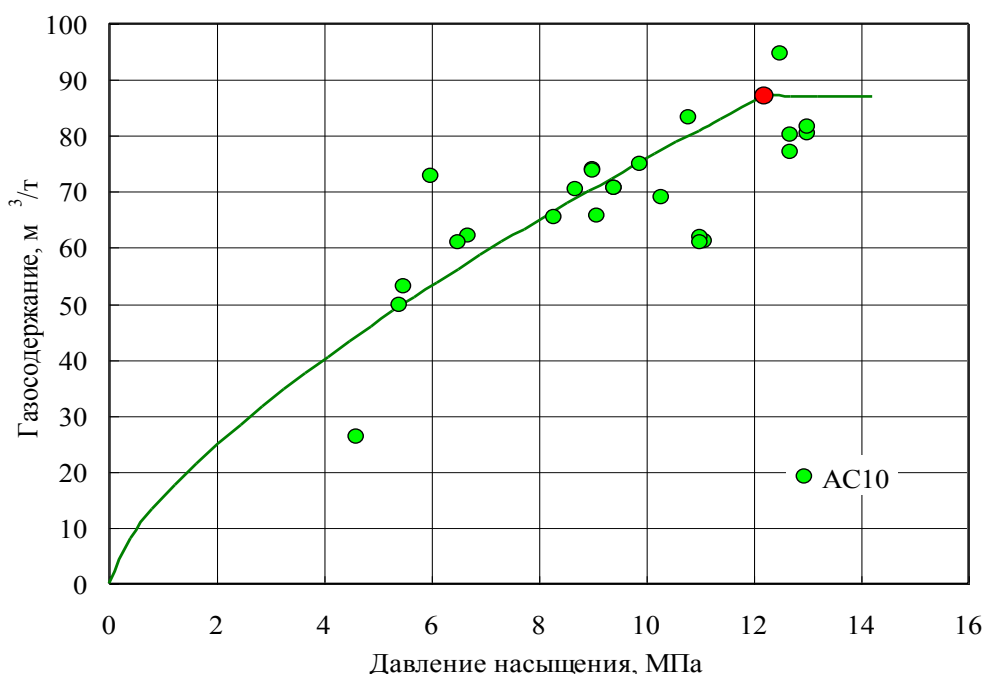


Рисунок 2.3.1 - Зависимость газосодержания от измеренного давления насыщения в глубинных пробах пласта AC_{10} Приобского месторождения

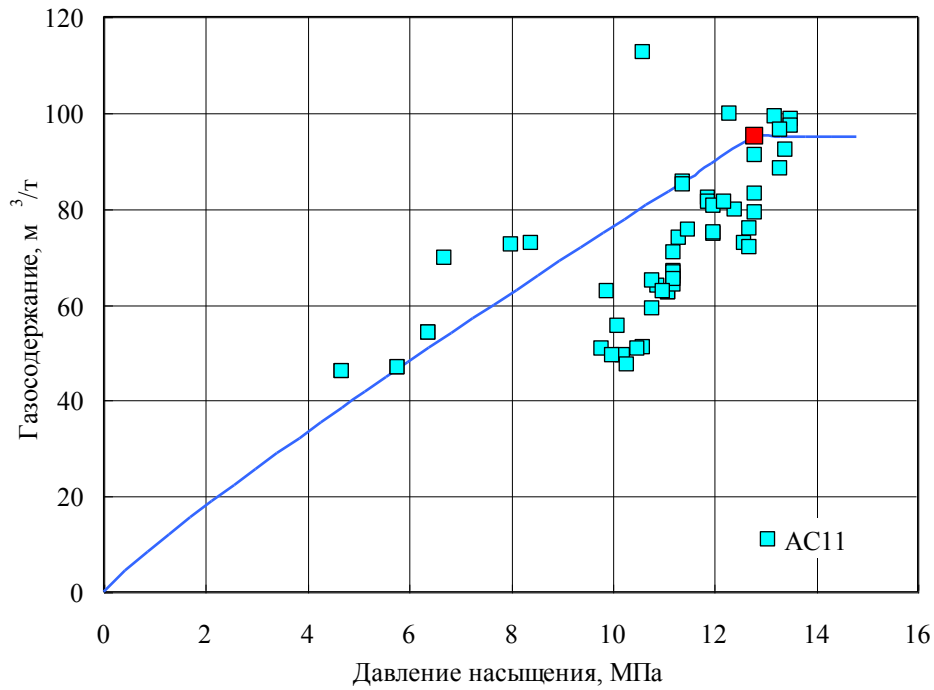


Рисунок 2.3.2 - Зависимость газосодержания от измеренного давления насыщения в глубинных пробах пласта АС₁₁ Приобского месторождения

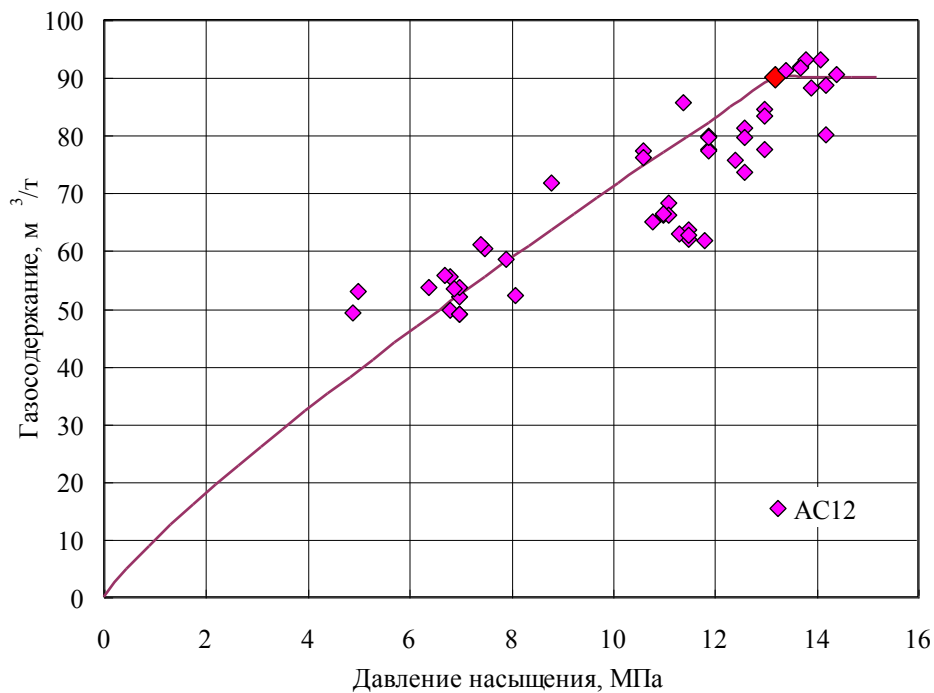


Рисунок 2.3.3 - Зависимость газосодержания от измеренного давления насыщения в глубинных пробах пласта АС₁₂ Приобского месторождения

Когда давление насыщения было определено, можно с большей достоверностью оценить и величину газосодержания: $G_{одн} = 87 \text{ м}^3/\text{т}$ для пласта AC_{10} , $95 \text{ м}^3/\text{т}$ для пласта AC_{11} и $90 \text{ м}^3/\text{т}$ для пласта AC_{12} .

При увеличении давления объемный коэффициент и газосодержание возрастают и достигают максимальных величин при $P = P_{нас}$, после чего газосодержание не меняется, а величина b_n несколько снижается. Знание величин давления насыщения и газовых факторов дают возможность более точно оценить объемные коэффициенты b_n пластовой нефти в условиях однократного разгазирования: $b_{насодн} = 1.266$ для пласта AC_{10} , 1.287 для пласта AC_{11} и 1.270 для пласта AC_{12} (Рисунок 2.3.4).

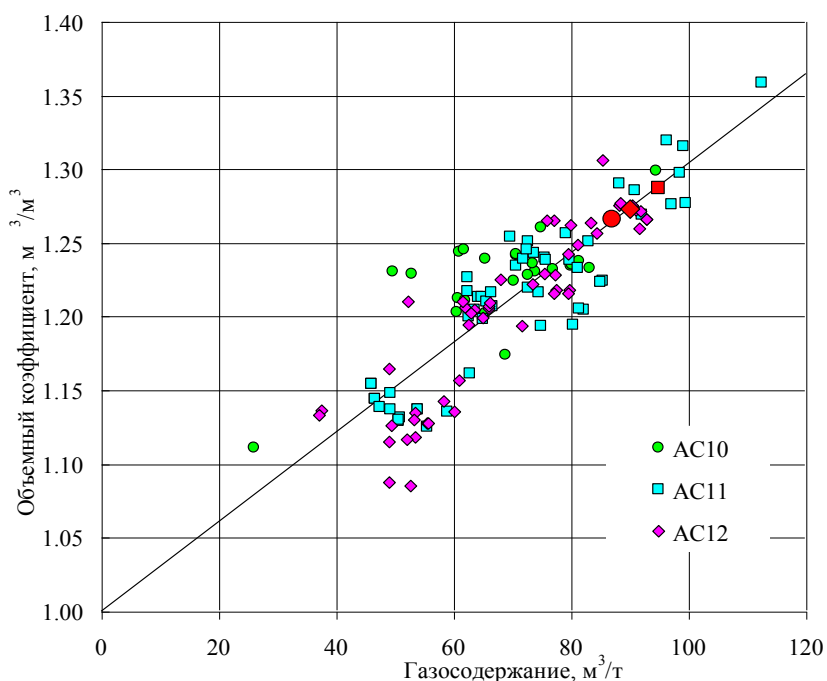


Рисунок 2.3.4 - Зависимость объемного коэффициента от измеренного газосодержания в глубинных пробах нефти пластов AC_{10-12} Приобского месторождения

Стоит отметить, что наибольший объемный коэффициент отвечает и наибольшему газосодержанию. В целом, величины объемных коэффициентов, полученные для проб нефтей всех пластов, как это и

ожидалось, хорошо коррелируют с измеренным для тех же проб газосодержанием (рисунки 2.3.5 – 2.3.7)

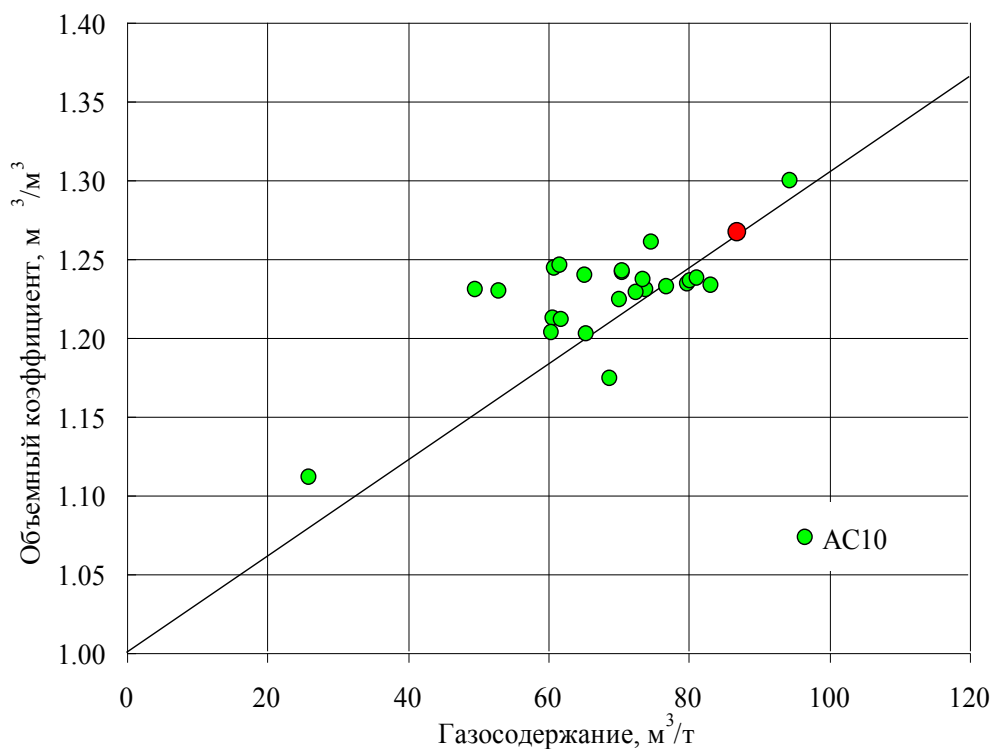
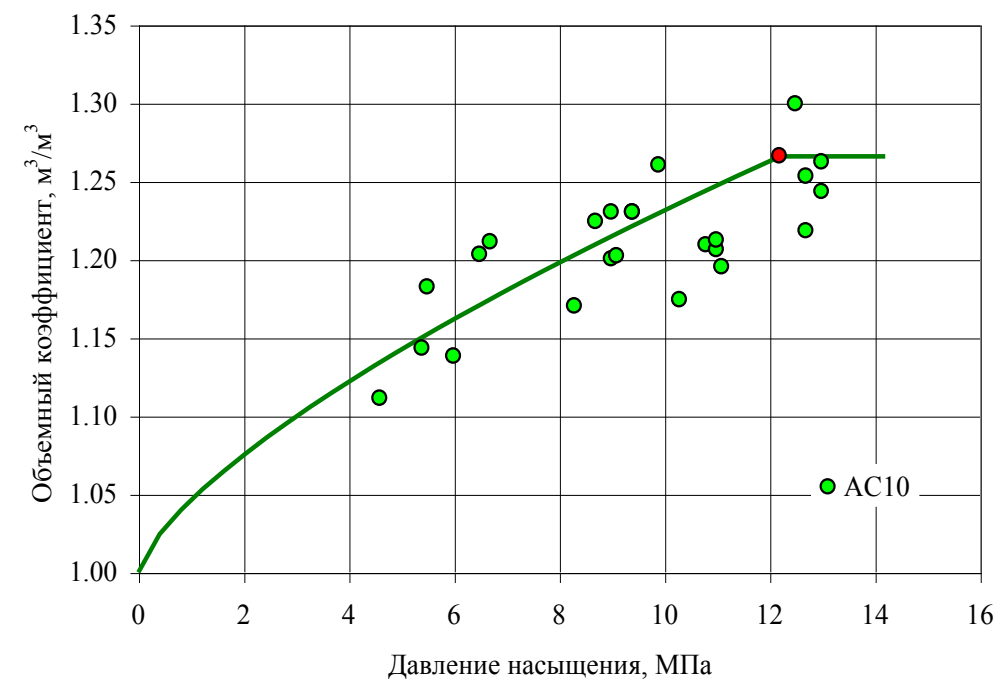


Рисунок 2.3.5 - Зависимость объемного коэффициента от измеренного давления насыщения и газосодержания в глубинных пробах нефти пласта АС₁₀ Приобского месторождения

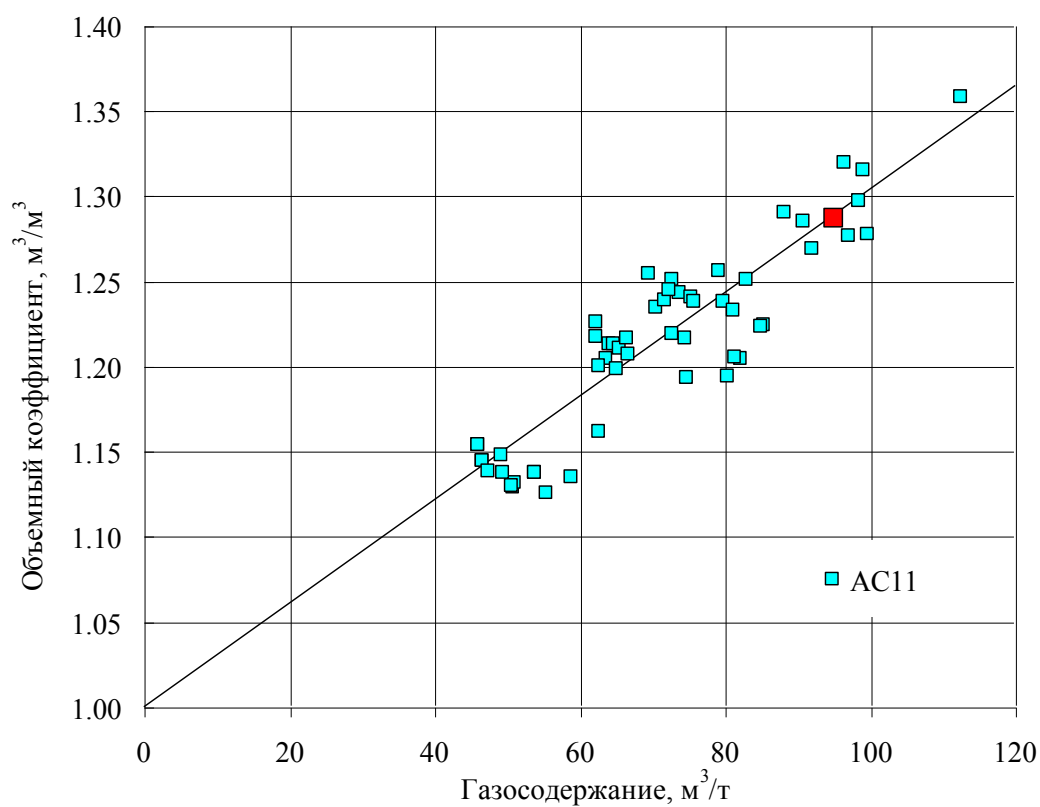
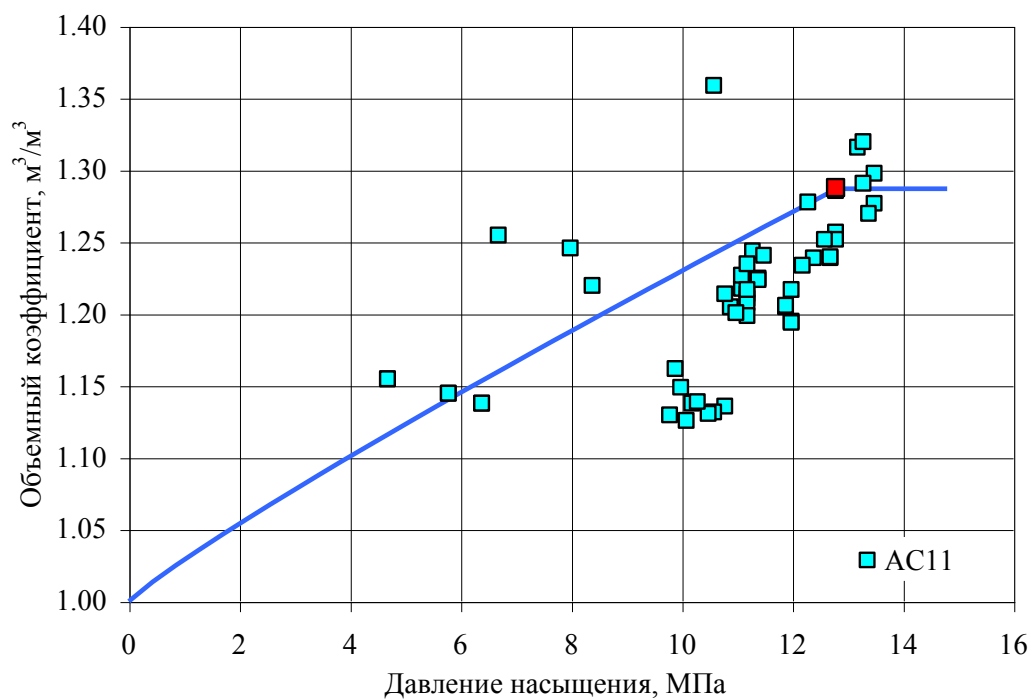


Рисунок 2.3.6 - Зависимость объемного коэффициента от измеренного давления насыщения и газосодержания в глубинных пробах нефти пласта АС₁₁ Приобского месторождения

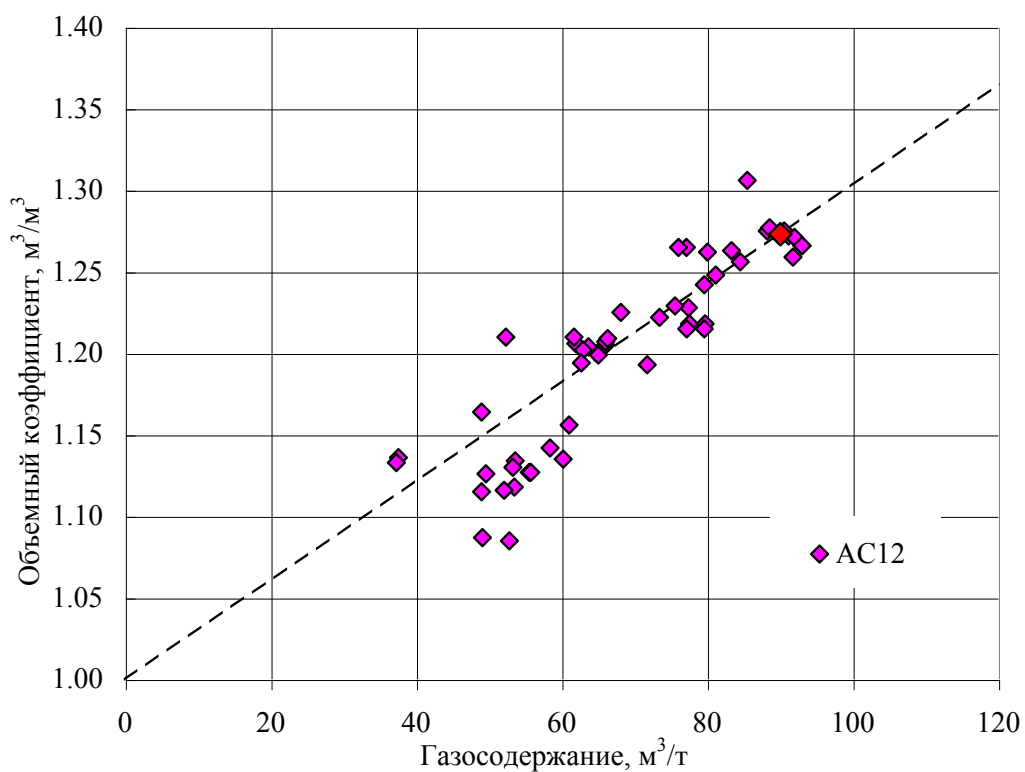
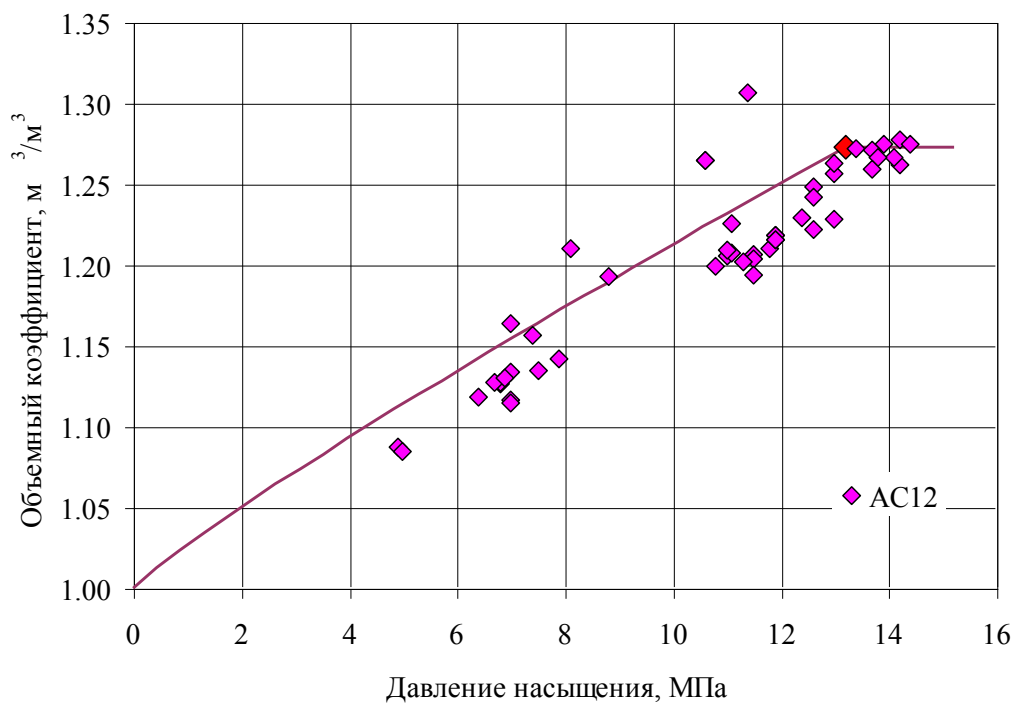


Рисунок 2.2.7 - Зависимость объемного коэффициента от измеренного давления насыщения и газосодержания в глубинных пробах нефти пласта АС₁₂ Приобского месторождения

Величина плотности отобранной нефти (при пластовой температуре) лучше всего коррелирует с ее газосодержанием (Рисунок 2.3.8). Поскольку

нефти различных пластов достаточно близки по своим свойствам, на этом рисунке сведены данные по всем пластам. Естественно, плотность пластовой нефти снижается с ростом измеренного содержания газа в пробе. Зная величину газового фактора, можно более точно оценить значение плотности нефти в пластовых условиях - $\rho_{нпл} = 760 \text{ кг/м}^3$ для пласта AC_{10} , 750 кг/м^3 для пласта AC_{11} и 756 кг/м^3 для пласта AC_{12} . Чем нефть легче, тем наибольшее газосодержание ей соответствует.

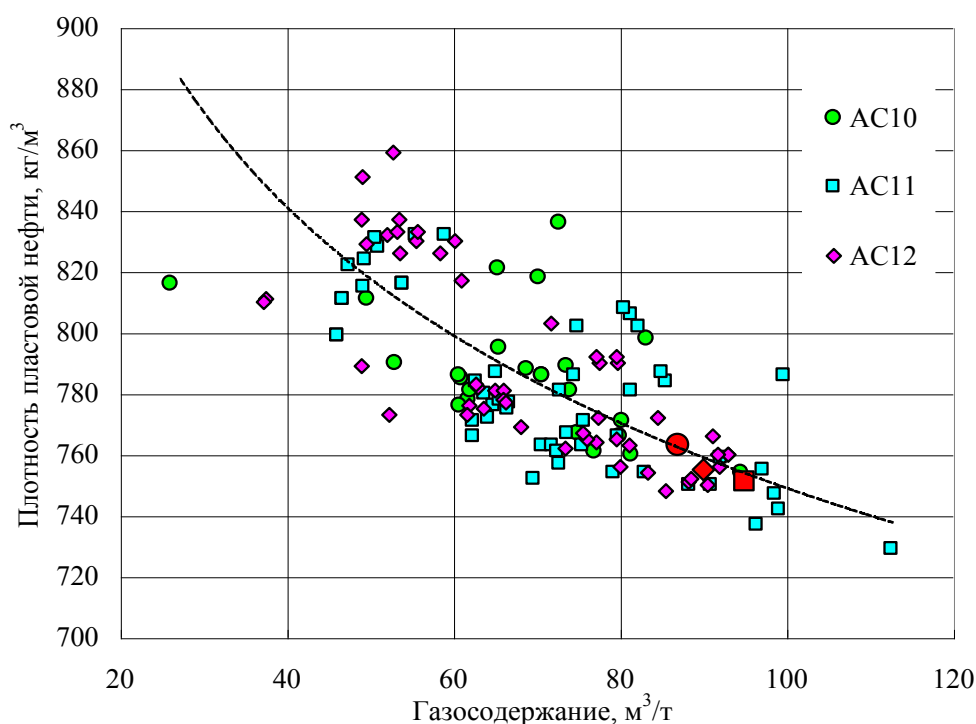


Рисунок 2.3.8 - Зависимость плотности пластовой нефти от измеренного газосодержания в глубинных пробах пластов AC_{10-12}

Приобского месторождения

Существенный параметр, который устанавливает результаты гидродинамического моделирования месторождения это вязкость пластовой нефти. Зависимость величины вязкости нефти от измеренных в глубинных пробах нефти значений ее газосодержания и плотности приведена на рисунке 2.3.9. Определенные выше значения газосодержания и плотности пластовой нефти помогают уточнить ее вязкость в пластовых условиях – $1.28 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, для пласта AC_{10} , $1.15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ для пласта AC_{11} и $1.15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ для пласта AC_{12} .

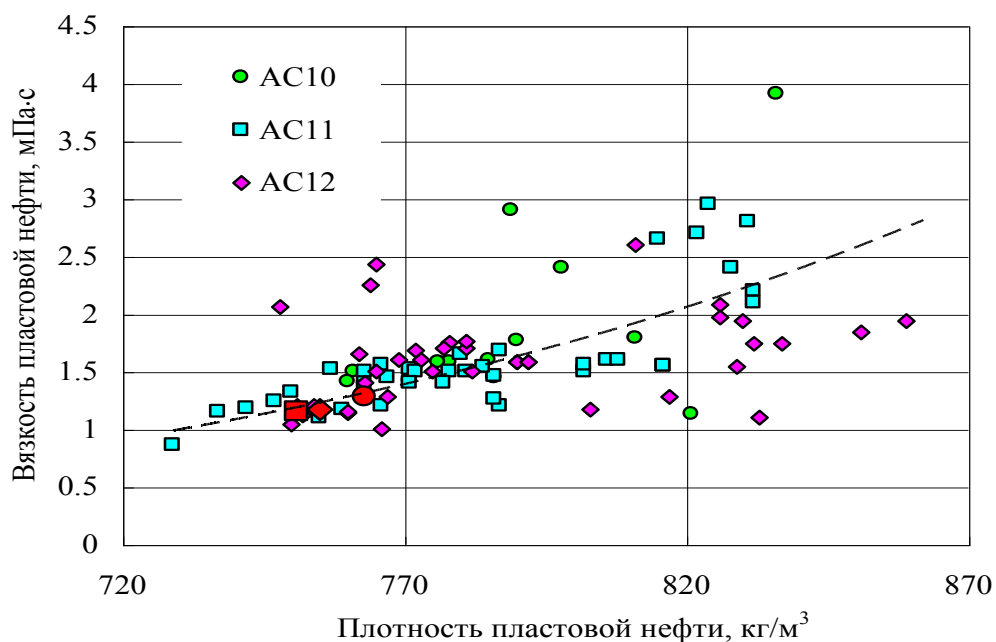
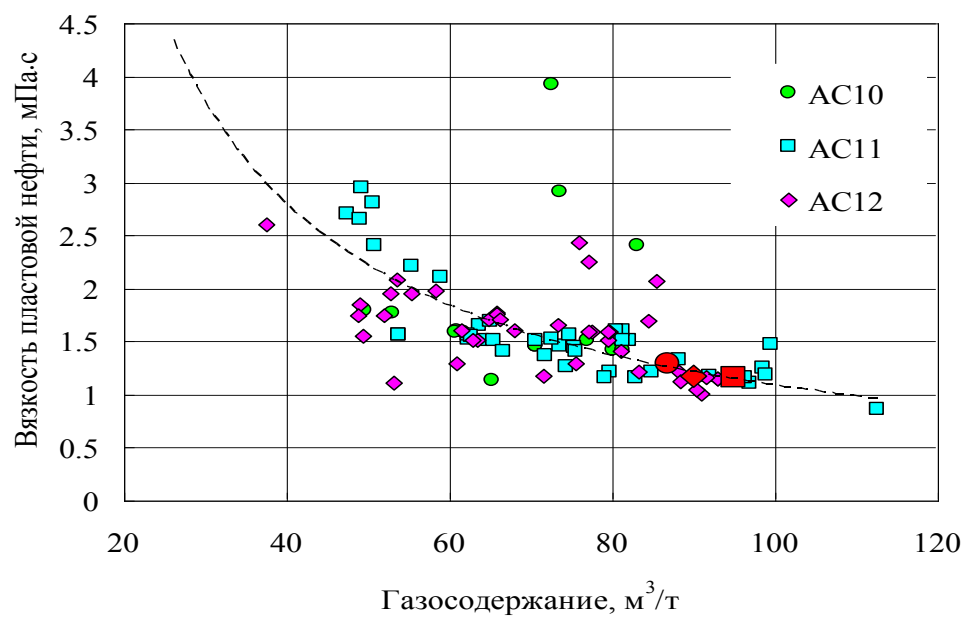


Рисунок 2.3.9 - Зависимость вязкости пластовой нефти от измеренного газосодержания и плотности нефти в глубинных пробах пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Величина коэффициента сжимаемости Ксж нефти зависит от ее газонасыщенности – чем больше в нефти растворенного газа, тем больше ее сжимаемость. Экспериментальная зависимость коэффициента сжимаемости от газосодержания проб нефти приведена на рисунке 2.3.10

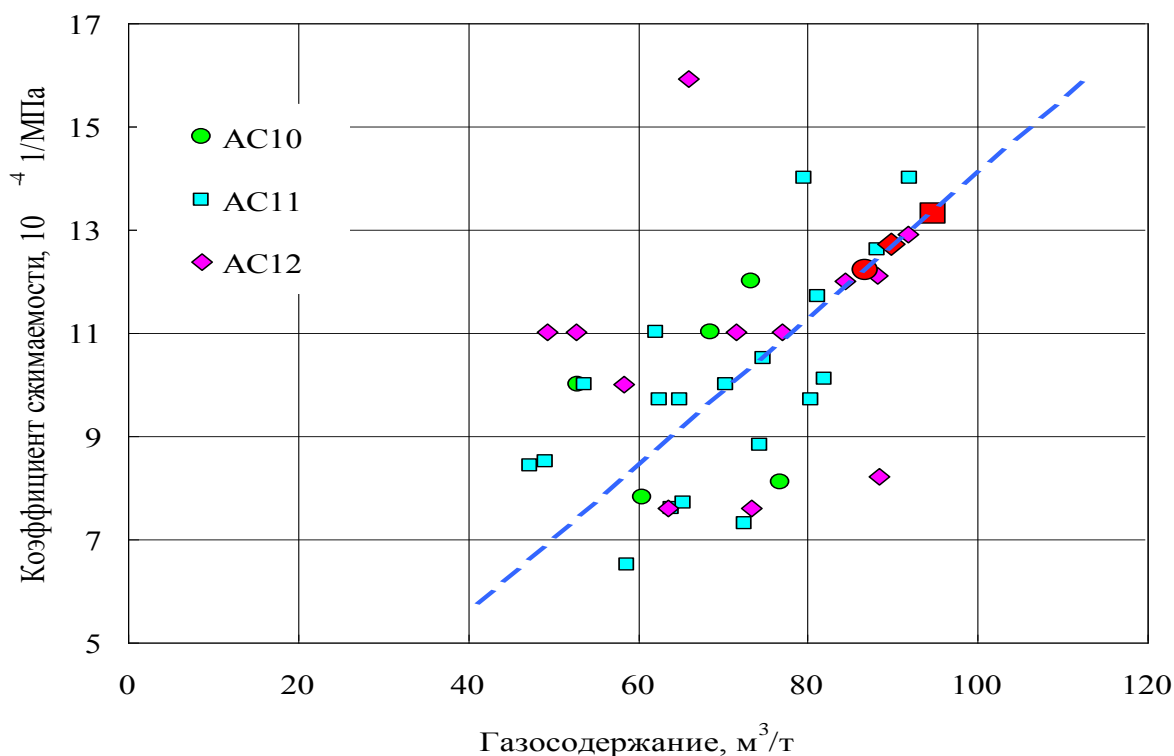


Рисунок 2.3.10 - Зависимость коэффициента сжимаемости пластовой нефти от измеренного газосодержания в глубинных пробах пластов АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Заметим, что значения $K_{сж}$ сильно варьируются, что запрещает построить индивидуальную зависимость от газосодержания для каждого пласта. Но если мы используем усредненную корреляционную зависимость, которую мы получили по всем данным, а также зная реальное газосодержание пластовой нефти, мы можем более надежно оценить и ее сжимаемость: $K_{сж} = 12,2 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ для пласта АС₁₀, $13,3 \text{ МПа}^{-1}$ для пласта АС₁₁ и $12,6 \text{ МПа}^{-1}$ для пласта АС₁₂.

Определенные в результате проведенного анализа согласованные между собой значения физико-химических параметров нефти основных продуктивных пластов Приобского месторождения приведены в таблице 2.3.11. Эти значения несомненно дают более достоверную оценку основных физико-химических параметров нефти и рекомендуются для дальнейшего использования. Значения, которые получены простым усреднением

лабораторных данных, оказываются не достоверными, поскольку лишь относительно малая часть отобранных проб содержит нефть, соответствующую пластовым условиям.

Правильная оценка основных физико-химических параметров пластовой нефти это основа для выбора правильных базовых решений и мероприятий по разработке месторождения, а также для построения его адекватных гидродинамических моделей, анализа текущего состояния разработки и надежного прогнозирования. Учитывая важность достоверной информации о свойствах нефти нефтяных пластов, на текущем этапе очень важно уточнение параметров и дополнительные лабораторные исследования.

Для этого нужно провести дополнительный отбор проб с использованием специальной методики отбора, разработанной специалистами «Сургутнефтегаза». По этой методике на устье скважины отбирается гомогенизированная проба газо-жидкостной смеси, идентичной по составу пластовой нефти, которая рекомбинируется в лаборатории и подвергается обычному комплексу исследований.

Так же для этих же проб необходимо выполнить подробный анализ компонентного состава нефти для того, чтобы по нему можно было провести дополнительную проверку достоверности проведенных определений давления насыщения, газового фактора, объемного коэффициента и вязкости пластовой нефти. Эти параметры можно легко высчитать обычным методом по известным константам равновесия газ-жидкость для нефти с известным покомпонентным составом, а также воспользоваться для этого известными обобщенными корреляционными зависимостями (типа корреляции Стендинга).

Таблица 2.3.11- Свойства нефти.

Наименование	АС10	АС11	АС12
Плотность пласт.нефти, кг/м ³	789	768	777
Плотность сепарир. нефти, кг/м ³	891	871	856
Вязкость пласт. нефти, мПа·с	1,49	1,42	1,43
Коэф. сжимаемости, 10 ⁻¹ 1/МПа	10,1	11,2	11,1
Давление насыщ. газом, МПа	9,7	11,3	9,8
Объемный коэф., д. е.	1,201	1,118	1,113
Газосодержание, м ³ /т	59	66	74

3. Технологическая часть

3.1 Эксплуатация скважин

Наиболее часто применяемые способы эксплуатации скважин:

- фонтанная
- ШСНУ
- УЭЦН

Фонтанная эксплуатация скважин

Дебиты фонтанных скважин меняются в интервале 1 – 68 м³/сут, при этом только 2 скважины № 2776 и № 1184 работают с дебитами 23 и 68 м³/сут. Остальные скважины имеют дебит около 1 м³/сут, что говорит о очень низком пластовом давлении, а еще о низком газовом факторе для достаточного фонтанирования. По вышеупомянутым скважинам коэффициент продуктивности составляет 3.4 и 3.6 м³/сут/МПа, забойное давление 23.3 и 23.6 МПа и буферное давление 1.1 и 0.7 МПа соответственно.

Анализ режима и подбор насосного оборудования для фонтанных скважин выявил, что максимальный потенциальный дебит (МПД) не превышает 30 м³/сут. Из этого можно сделать вывод о низких коллекторских свойствах пласта (низкая проницаемость или небольшой коэффициент продуктивности) или высоком положительном скин-факторе в этих скважинах.

При переводе фонтанных скважин на механизированный способ добычи необходимо не только уточнение проницаемости, но и проведение ГТМ по снижению скин-фактора для рентабельной эксплуатации насосами. Исходя из анализа работы насосов стало известно, что при низкой проницаемости (3 мД) и фиксированном значении толщины пласта, скин-

фактор достигает 50-70. Так для скважины №2431 текущие значения по дебиту ($1 \text{ м}^3/\text{сут}$) и забойному давлению (22,4 МПа) достигается только при $S=73$. Уменьшение скин-эффекта до 0 и снижение забойного давления до 9,0 - 5,0 МПа позволит эксплуатировать скважины с помощью УЭЦН в интервале дебитов 50 -120 $\text{м}^3/\text{сут}$.

Вывод: способ эксплуатации скважин фонтанным способом неэффективен из-за неспособности достижения проектных значений дебитов и забойного давления. После проведения ГТМ (увеличение плотности перфорации, вскрытие новых интервалов, ОПЗ и т.д.), лучшим вариантом будет перевести скважины на механизированную добычу.

Эксплуатация скважин ШСНУ

Установками штанговых насосов оборудованы 134 скважины, в работе находился 98 насосов. 134 установки представлены двумя типоразмерами: НГН44 и НГН57. Из 134 скважин 129 оснащены «хвостовиками» диаметром 48мм и 60мм, спущенными до интервала перфорации. Длина хода плунжера от 0,9 м до 2,5 м, число качаний в минуту - от 2 до 7. Коэффициент наполняемости (подачи) в среднем 0,4.

Средний дебит по этим скважинам составляет $6 \text{ м}^3/\text{сут}$, среднее забойное давление – 14,7 МПа. Снижение забойного давления до 9,0 МПа позволяет повысить дебит в среднем до $10 \text{ м}^3/\text{сут}$, снижение до 5,0 МПа - $12 \text{ м}^3/\text{сут}$. Эта прибавка к добыче достаточно ощутима, но с трудом выполняема - условия эксплуатации штанговых насосов будут в этом случае гораздо более близки к опасным: увеличение глубины подвески и работа при забойных давлениях ниже давления насыщения понизят надежность работы оборудования и его долговечность.

Эксплуатация скважин УЭЦН

подавляющее большинство скважин на Приобском месторождении эксплуатируются УЭЦН, потому что УЭЦН обеспечивают большие дебиты по сравнению с ШГН или фонтанным способом.

Среднее забойное давление по фонду УЭЦН равно 9,0 МПа.

Фонд скважин Приобского месторождения приведен в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1- Фонд скважин

Год	Действующий фонд добывающих скважин	Фонд добывающих скважин	Фонд механизированных скважин	Фонд нагнетательных скважин
2008	1271	1450	1450	407
2009	1404	1598	1598	452
2010	1526	1633	1633	502
2011	1813	1781	1781	614
2012	2265	1847	1847	818
2013	2771	1934	1934	925

На приеме работающих насосов среднее давление составляет порядка 5,3 МПа, а средний коэффициент содержания свободного газа на приеме насосов – 17%.

Распределение фонда скважин по дебитам изображено следующим образом:

- Низкодебитные - $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ и менее – 16,4% всех скважин;
- Среднедебитные - от $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ и до $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ – 42,8% всех скважин;
- Высокодебитные - более $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ – 40,8% всех скважин.

3.2 Методы интенсификации притока

Отличительная черта – сложности с интенсификацией притока. При разработке месторождения были выявлены несколько проблем: малая продуктивность скважин, плохая гидродинамическая связь между собой отдельных частей залежи. Но отличительной проблемой стоит назвать эксплуатацию пласта АС12. Скважины этого пласта страдают из-за маленького дебета, поэтому они должны быть остановлены на долгое время и появляется угроза потерять много запасов нефти. Однако можно повлиять на интенсификацию притока, проведя некоторые мероприятия на скважинах пласта АС12.

Главной особенностью Приобского района является очень сложное строение залежи по разрезу и по горизонту месторождения. Коллекторские свойства пластов АС10 а так же АС11 являются не самыми лучшими, а АС12 - низкопродуктивными. Геолого-физический анализ интересных нам горизонтов показал на невозможность разработки месторождения без воздействия на его продуктивные пласты некоторыми мероприятиями и без использования методов интенсификации добычи.

Производительность нефтяных скважин зависит в основном от способности пород пропускать через себя флюид. Из этого следует, чем больше эта способность у пород, тем выше будет дебет скважин. Еще большое наличие парафина в НКТ может снизить дебет скважины. При вскрытии продуктивного пласта, свойства ПЗП могут резко ухудшиться из-за кальмотации пор парафином, смолой, шламом и солью.

Существуют методы увеличения нефтеотдачи, которые ощутимо повышают рентабельность скважин: химические, механические, тепловые и физические. Зачастую их принято применять в совокупности друг с другом.

При борьбе с осложнениями при разработке скважины применяют следующие методы:

- Солянокислотная обработка.
- Термокислотная обработка.
- Гидроразрыв пласта.
- Электротепловая обработка.
- Пароциклическая обработка.
- Закачка горячих жидкостей.
- Закачка поверхностно активных веществ.
- Использование скребков.

Обработка соляной кислотой хороший способ увеличения дебета, так как он основан на растворении карбонатных пород. Данная обработка способна растворять отложения как в порах, так и в самой скважине. Иногда после обработки образуются небольшие каверны и из-за этого заметно увеличивается дебет. Так же применяют кислотные ванны для очищения стенок скважины от коррозии и фильтрующего элемента от глины.

Термокислотная обработка предназначена для парафинистых скважин, где на забое отлагается большое количество смол и парафинов. Суть метода заключается в следующем: в скважину сливают вещество, которое взаимодействует с соляной кислотой на забое и выделяется большое количество тепла. Далее просто проталкивают кислотой. Электротепловая обработка осуществляется при помощи глубинных электронагревателей (ТЭН), спускаемых в скважину на кабель тросе.

Закачка горячих жидкостей (нефть, вода с ПАВ и без них, керосин, дизтопливо) нужно для отогрева труб с парафинистыми пробками.

Паротепловая обработка является очень простым, но эффективным способом. В скважину в течение некоторого времени качают сильно нагретый пар, далее скважину закрывается на устье и этот пар прогревает нужный нам пласт.

Закачка поверхностно активных веществ нужна для удаления межфазного натяжения на границе нефть-вода, таким образом повышается интенсификация нефти, задействуются нетронутые ранее участки.

Скребки самый простой и распространенный способ. В скважину на проволоке спускают скребок до нужной глубины, затем при подъеме открывают щетки и собирают парафин со стенок нкт и выносят наверх.

3.3 Гидравлический разрыв пласта

Суть данного метода заключается в образовании новых трещин под действием высокого давления. Закачивая жидкость в продуктивный пласт, мы раскрываем естественные или искусственные трещины и увеличиваем площадь фильтрации жидкости, тем самым увеличиваем дебет. Самое интересное, что после окончания ГРП у трещин сохраняется высокая пропускная способность.

Не смотря на мнимую простоту метода, ГРП остается одним из самых сложных видов работ. Эту технологию увидел мир в США в конце 40 годов, она была использована для пластов с нарушенной проницаемостью около ствола скважины. До СССР такая технология дошла лишь к 54 году. Сейчас ГРП успешно используют во всем мире.

Цели гидравлического разрыва пласта :

- Увеличить добычу путем раскрытия новых трещин.
- Создать лучшую гидродинамическую связь флюида между пластом и скважиной.

При проведении ГРП должны быть достигнуты следующие цели:

- Образование новой трещины вследствие закачки специальной жидкости ГРП.

- Исключить возможность закрытия трещины путем закачки в них проппанта определенного диаметра.
- Восстановление фильтрационных характеристик путем удаления жидкости гидроразрыва из новых трещин.
- Увеличение нефтеотдачи коллектора.

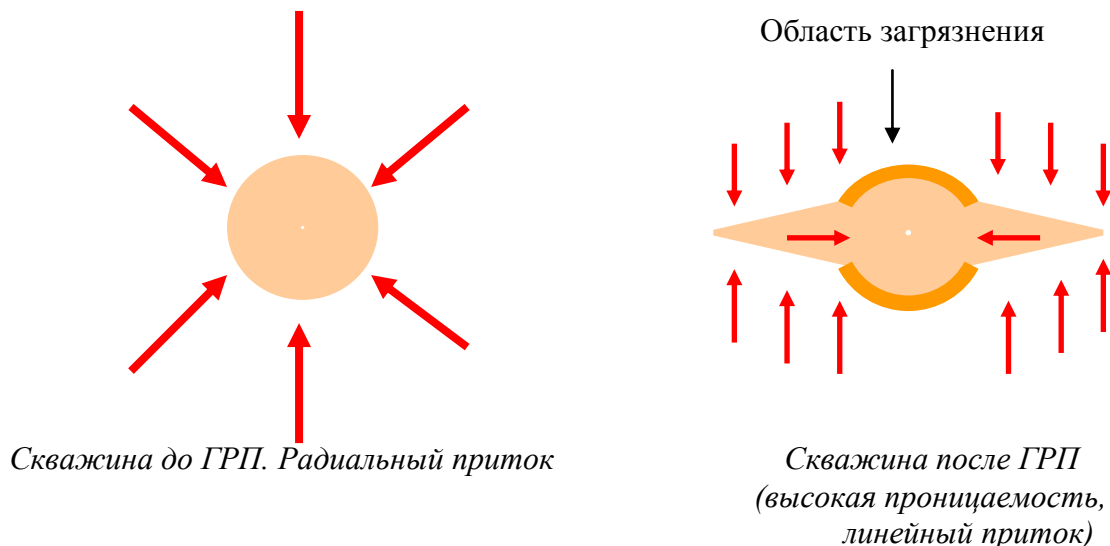


Рисунок 3.3.1 приток к скважинам до и после проведения ГРП

Виды ГРП :

- Однократный – гидроразрыв пласта проводится в одно время на всех пластах.
- Направленный – гидроразрыв пласта на некоторых отдельных пропластках.
- Многократный – постепенный гидроразрыв пласта на некоторых отдельных пропластках.

Исходя из вида, отдельно выбирается агент и сама тех. схему процесса. Исходя из опыта принято применять 10-40 м³ жидкости-разрыва. Объем продажной жидкости не должен превышать объема обсадной колонны и труб. Концентрация песка устанавливается в пределах 0 – 1200 кг/м³. Наименьшая подача жидкости должна составлять не менее 2м³/мин.

Для того, чтобы приступить к ГРП, необходимо собрать и изучить все геолого-промысловые материалы, обследовать скважину и убедиться в отсутствии неисправностей, убедиться в технологическом обеспечении этого процесса. Анализ начальных параметров состоит в обработке таких данных, как:

- геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- расположение трещины в пространстве (наименьшее горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);

Петрофизические исследования остаются самыми ценными информаторами на уровне с геологическими исследованиями.

Подготовка и проведение успешного ГРП связаны с оптимальным выбором и учетом таких факторов, как :

- расчет проппанта для создания трещин определенных размеров и определенных параметров.
- Нахождение лучших параметров закачки с учетом свойств проппанта.

Операции, выполнение которых обязательно перед ГРП:

- подготовка местности для установки
- установка геофизического оборудования,
- подъем прежнего подземного оборудования на устье скважины
- шаблонирование, скреперование, промывка скважины, отбивка забоя,
- перфорация ,
- установка пакера,
- обвязка устья скважины и последняя проверка оборудования для ГРП.

Образование трещин гидроразрыва и направление их развития

По мере заполнения скважины жидкостью и создания на поверхности давления, давление жидкости в порах породы возрастает и действует равномерно во всех направлениях .

При повышении давления жидкости до момента , когда разрывающая сила жидкости , действующая на породу , превысит силы сцепления этой породы, скала расколется и произойдет разрыв. Трещины могут быть горизонтальными, вертикальными и наклонными. Пространственная ориентация трещины определяется напряженным состоянием горных пород в зоне скважины и изменениями обусловленными распределением напряжений. Напряжения формируются главным образом под действием гравитационных сил. Состояние пород характеризуется формулой :

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \rho g H , \\ \sigma_2 &= \sigma_3 = \lambda \rho g H ;\end{aligned}\tag{3.1}$$

где ρg – удельный вес породы ,

λ - коэффициент бокового распора, определяется через коэффициент Пуассона ν

$$\lambda = \nu / (1 - \nu); \tag{3.2}$$

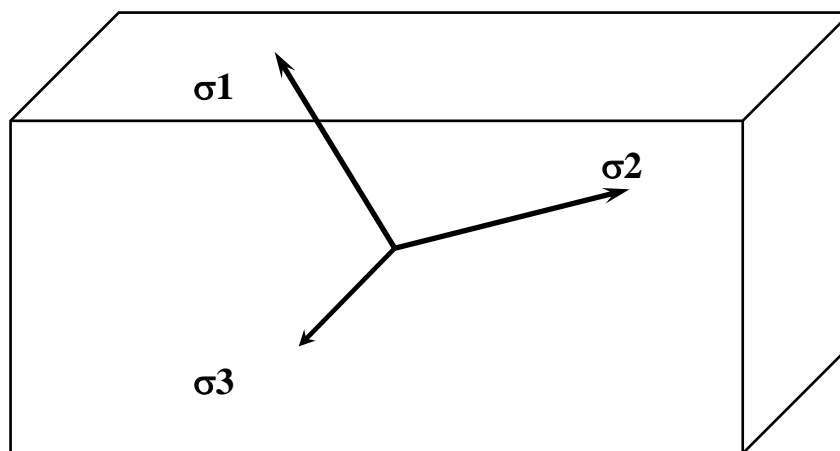


Рисунок 3.3.2 – Силы в пласте

Для песчаников и известняков коэффициент бокового распора составляет 0,25-0,4, для глин около 1.

Принято считать, что на глубине свыше 300 м вертикальное напряжение гораздо выше двух других составляющих. Поэтому трещина всегда должна быть вертикальной, в силу того, что образование трещины происходит в направлении перпендикулярном наименьшей из нагрузок.

На самом деле реальная картина несколько сложнее. В зависимости от местных особенностей и строения пластов (микротрещины, наличие псевдопластических характеристик пород, разгрузка продуктивного пласта в зоне скважины и т.д.) при ГРП могут возникать как горизонтальные так и вертикальные трещины. В случае образования вертикальных трещин азимут трещины определяется амплитудой двух минимальных горизонтальных напряжений.

Ограничение трещины по высоте и ее геометрия тесно связаны со свойствами породы пласта, напряженным состоянием пород, изломостойкостью породы и плотностными свойствами пропанта.

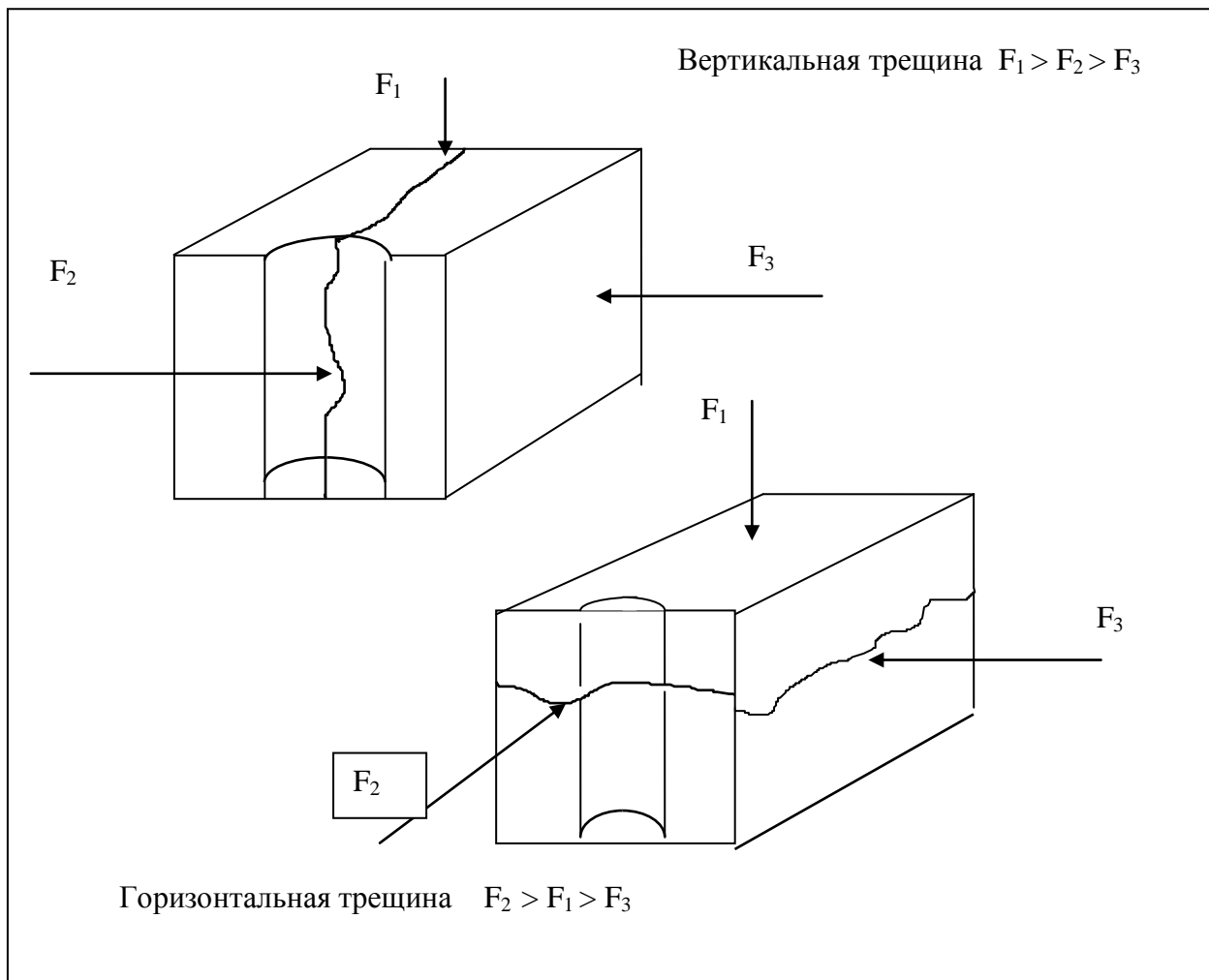


Рисунок 3.3.3 – Напряжения в пласте

Если образующаяся при гидроразрыве трещина приближается к поверхности раздела слоев, и породы ограничивающих горизонтов обладают более высокими прочностными характеристиками, чем обрабатываемый пласт, то теоретически рост трещины по вертикали будет приостановлен (если поверхность раздела не пересекают ранее образовавшиеся трещины). Примером этого может служить пласт песчаника с выше и нижезалегающими глинистыми пропластками, работающими как перемычки. Минимальное напряжение у песчаников ниже, значит дальнейший рост трещины будет сдерживаться.

Критерии выбора скважины для проведения ГРП

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности), при этом должны соблюдаться следующие критерии.

- эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10м;
- удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;
- расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;
- скважина должна быть технически исправна, как состояние эксплуатационной колонны так и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50м
- проницаемость пласта не более $0,03 \text{ мкм}^2$ при вязкости нефти в пластовых условиях не более 5 МПа.с.

Гидравлический разрыв пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

- начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;
- наличие скин-эффекта на КВД;
- обводненность продукции скважин не должна превышать 20%;
- продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

Как следует из вышеизложенного, приведенные критерии позволяют провести разностороннюю предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

При неукоснительном их исполнении с высокой вероятностью просматривается технологическая успешность операций ГРП и соответствующее получение дополнительной добычи нефти. Реализуемый объем последней безусловно должен компенсировать материальные затраты на проведение ГРП.

3.4 Ремонтно-изоляционные работы

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Эти работы - одно из основных средств по увеличению степени извлечения нефти из пласта.

РИР скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- Обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод.
- Создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне.

- Перекрыть фильтр при переводе скважины на выше - или нижезалегающий горизонт.
- Создать цементный пояс в призабойной зоне скважины для надежной изоляции.
- Перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне.
- Изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола.
- Закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Основное требование к технологии - обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал. Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а так же в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкости.

3.5 Соляно-кислотные обработки

Соляно-кислотные обработки применяются для очистки забоя и призабойной зоны пласта от солевых, парафинистых, смолистых отложений и продуктов коррозии. Под действием кислоты в породе образуются пустоты и каверны, ввиду чего увеличивается проницаемость.

Существует несколько видов СКО:

- кислотная ванна
- простая кислотная обработка
- кислотная обработка под давлением
- пенная обработка
- термохимическая обработка
- термокислотная обработка
- поинтервальная обработка

4. Техническая часть

4.1 Конструкция скважины

Скважиной называют вертикальную или наклонную горную выработку с круглым поперечным сечением диаметром порядка нескольких сантиметров и глубиной до нескольких километров. Дно скважины называют забоем, боковую поверхность – стволом, а выход на поверхность – устьем.

При бурении и эксплуатации скважины ее стенки должны быть надежно укреплены для исключения их обвалов. Все пласты, через которые пробурена скважина, должны быть разобщены друг от друга. Для этого в скважину спускают металлические обсадные трубы, а пространство между ними и горной породой заполняют жидким цементным раствором, который, застывая, образует кольцо цементного камня.

В зоне расположения продуктивного пласта в колонне обсадных труб и цементном камне создают ряд отверстий, соединяющих пласт с внутренней полостью обсадных труб. Полученный после всех этих работ вертикальный или наклонный канал, соединяющий продуктивный пласт с трубопроводами, расположенными на поверхности земли, и является скважиной.

Орогидрографические условия района работ, высокая степень заболоченности, отсутствие транспортных артерий обуславливают кустовой, наклонно-направленный вид бурения.

Породы, слагающие разрез Приобского месторождения, по промышленной классификации относятся к категории твердости III-VI и представлены глинами, песками, алевролитами, супесями, торфом. Абразивность пород в пределах I-IV категорий. С учетом вида бурения и характеристики геологического разреза принят роторно-турбинный способ бурения, обеспечивающий высокие технико-экономические показатели и успешную проводку наклонно-направленных скважин.

Выбор конструкции скважин, цементирование обсадных колонн произведен с учетом геологической характеристики разреза, их назначения, способов эксплуатации в соответствии с работами.

В зависимости от расположения и назначения труб различают:

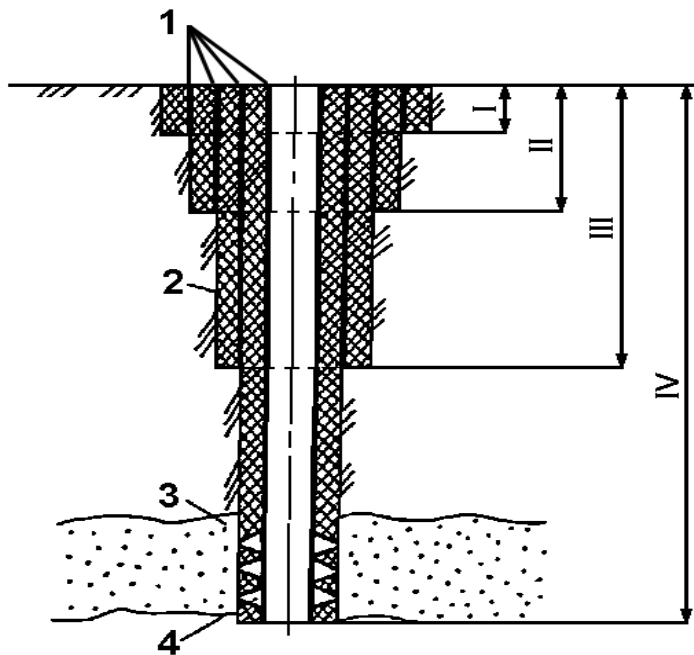
направление – первый ряд труб, спускаемых на глубину до 30 метров для предохранения устья скважины от размывания промывочной жидкостью и исключение межпластовых перетоков и загрязнения верхних водоносных горизонтов в течение всего срока эксплуатации скважины;

кондуктор – второй ряд труб с глубиной спуска 550 метров, предназначенный для обеспечения устойчивости стенок скважины в верхнем ее интервале. В процессе бурения эта колонна труб препятствует проникновению бурового раствора и других технологических жидкостей, используемых при бурении скважины, в водоносные горизонты;

промежуточная колонна устанавливается для перекрытия минерализованных вод, загрязняющих глинистый раствор, зон поглощений или сильных газопроявлений, возникающих при незначительных колебаниях плотности глинистого раствора, зон обвалообразований, мощных отложений соли, зон осложнений, требующих применения промывочных жидкостей, резко отличающихся своими параметрами;

эксплуатационная колонна – последний ряд труб, спускаемых в скважину. После спуска этой колонны в скважину процесс ее углубления прекращается. В эксплуатационную колонну спускают внутрискважинное оборудование для подъема продукции пласта на поверхность или закачки в него жидкости или газа. В отдельных случаях подъем или закачку жидкости или газа осуществляют с использованием только эксплуатационной колонны.

Спущенные в скважину обсадные колонны цементируют путем закачки цемента в кольцевое пространство между стенками скважины и колонны. После затвердевания цементный камень разобцает нефте- и газоносные пласты, исключает перетоки между ними, защищает обсадные трубы от корродирующего воздействия минерализованных пластовых вод.



1- обсадные трубы; 2- цементный камень; 3 – пласт; 4 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне; I – направление; II – кондуктор; III- промежуточная колонна; IV – эксплуатационная колонна

Рисунок 4.1.1 – конструкция скважины

На Приобском месторождении используются три основных типа строения скважины, в зависимости от предназначения скважины и от геологических особенностей участка.

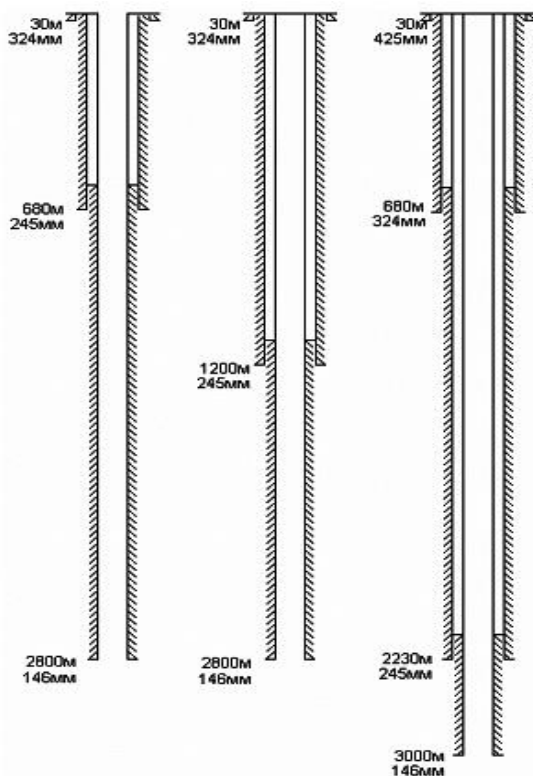


Рисунок 4.1.2 – Типовые конструкции скважин

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 30 метров и цементируется до устья. Буровой раствор после проводки данного интервала проходит трехступенчатую систему очистки – происходит удаление бурового шлама и его «осветление». После данной операции буровой раствор обрабатывается химическими реагентами, параметры которого доводятся до проектных значений и повторно используется для бурения новых стволов. Каких либо осложнений при проводке данного интервала не наблюдалось.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 680 м (глубина по вертикали). Также, в ряде случаев, устанавливается удлиненный кондуктор на глубину 1020 метров (по вертикали) на скважинах с большим смещением забоя (1200м и более) с перекрытием глин (кузнецовская свита) сеноманского горизонта. Цементируется тампонажным раствором плотностью 1,83-1,85 г/см³ с подъемом цементного раствора за колонной до устья. Для бурения данного интервала используется полимерглинистый раствор плотностью 1,18 г/см³. Условная вязкость и водоотдача варьируются в интервале 23-35 сек. и 5-7 см³ за 30мин.

В качестве эксплуатационной колонны на Приобском месторождении используются обсадные трубы диаметром 146 мм, 168 мм, 178 мм отечественного производства. Также в двух скважинах были установлены колонны диаметром 194 мм для спуска ЭЦН с большим диаметром. Эксплуатационные колонны диаметром 168 мм устанавливаются в водозаборных скважинах. Трубы диаметром 178 мм цементируется в добывающих скважинах со смещением до 1000 метров, 146 мм - в остальных добывающих и нагнетательных скважинах. Эксплуатационная колонна цементируется с подъемом тампонажного раствора на 100 метров выше башмака предыдущей колонны, как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах. Цементирование осуществляется одноступенчатым способом, с использованием в продуктивной части цементного раствора плотностью 1,85-1,91 г/см³ марки ПЦТ-100, выше – облегченный раствор плотностью 1,52

г/см³ марки «G». Особых проблем с подъемом тампонажного раствора на проектную высоту не возникало.

Строительство нагнетательных скважин следует осуществлять только при следующих условиях:

- опрессовку эксплуатационных колонн производить водой на давление на 10% превышающее давление нагнетания на устье скважин;
- закачку воды производить по НКТ с пакером.

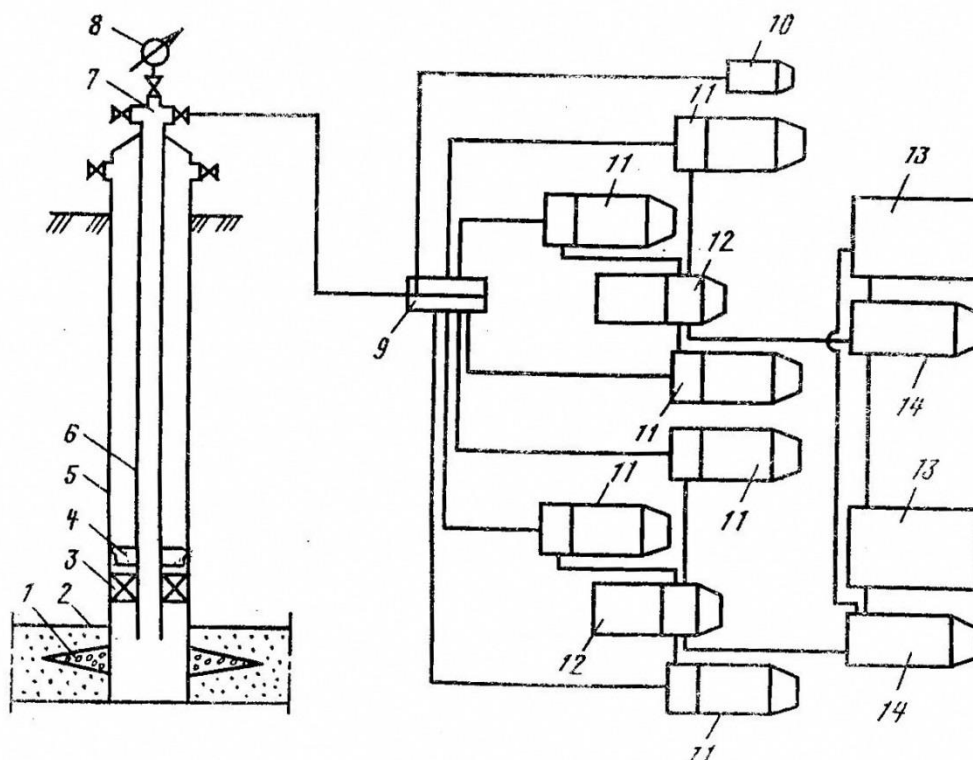
4.3 Оборудование при ГРП

Организация гидроразрыва состоит в приготовлении соответствующих реагентов в качестве жидкости гидроразрыва и последующей закачки ее в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением с тем, чтобы расклинить породу, образовать в результате трещину как результат гидравлического воздействия. Прежде всего, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и ее продвижения в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину.

Подготовка жидкости ГРП производится на кусту скважин, непосредственно перед закачкой ее в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкость с нефтью или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). Обвязка системы имеет 1,5-кратный запас прочности.

Перед началом ГРП, оборудование и обвязка опрессовываются на рабочее давление. Управление непосредственно ГРП (насосными агрегатами) осуществляется через компьютерный центр, который имеет автоматическую защиту от возможных аварий (порывов обвязки). В случае аварии компьютерный центр автоматически отключает насосы, обратные клапана обвязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом. Сброс давления производится в вакуумную установку,

входящую в комплект оборудования ГРП и постоянно включенную в обвязку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после ГРП, с целью исключения проливов на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в емкость ЦА-320, постоянно подключенной к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры.



Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1 — трещина разрыва; 2 — продуктивный пласт; 3 — пакер; 4 — якорь; 5 — обсадная колонна; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — арматура устья; 8 — манометр; 9 — блок манифольдов; 10 — станция контроля и управления процессом; 11 — насосные агрегаты; 12 — пескосмесители; 13 — емкости с технологическими жидкостями; 14 — насосные агрегаты

Рисунок 4.3.1 – Расположение оборудования ГРП

4.3.1 Подземное оборудование, применяемое при ГРП

Глушение скважины производится специальным солевым раствором, который готовится на растворном узле.

Применяемая технология исключает попадание раствора на поверхность почвы и ближайшие водоемы. При подготовке скважины к ГРП

для исключения возможных выбросов жидкости глушения и продукции скважины устье последней оборудуется превенторными установками «Hydril».

При подготовке к ГРП для закачки жидкости в скважину спускается колонна НКТ диаметром 89 мм. Затрубное пространство (обсадная колонна и НКТ 89 мм) герметизируется установленным в зоне ГРП пакером. Установка пакера проверяется опрессовкой затрубного пространства водой на рабочее давление обсадной колонны через ЦА-320.

Устье скважины для проведение ГРП оборудуется двумя задвижками "Хамера" (рабочая и дублирующая).

5. Специальная часть

5.1 Гидравлический разрыв пласта

Идея гидравлического создания трещины в продуктивной зоне для повышения её производительности была разработана в 20-х годах Р.Ф.Фаррисом. Эту концепцию он разработал на основе изучения давления, с которыми встречаются при задавливании цемента, нефти и воды в пласт. Компания «Халлибертон» приобрела лицензию на этот процесс в 1949 году осуществила первые коммерческие обработки скважин, методом гидроразрыва, «значительно» подняв продуктивность двух скважин. Метод получил признание. В настоящее время от 35% до 40 % скважин подвергаются обработке методом ГРП, а в США, где этот метод получил самое широкое распространение, запасы нефти возросли на 25%-30%.

Гидравлический разрыв пласта представляет собой закачивание жидкостей с такой производительностью и под такими давлениями, которые достаточны для разрыва породы с идеальным формированием трещины с двумя «крыльями» одинаковой длины по обеим сторонам ствола скважины.

Если закачивание будет прекращено, после формирования трещины упадёт и трещина закроется, не дав никакой дополнительной проводимости.

Чтобы сохранить открывшуюся трещину, нужно либо использовать кислоту, чтобы она разъела её поверхности, не дав им плотно сомкнуться, либо забить трещину проппантом (расклинивающим материалом – обычно это песок), чтобы удержать её в открытом состоянии. Настоящая работа посвящена последней методике.

Давление, производимое буфером, даёт начало трещине и служит причиной её распространения. Раствор помогает удлинить трещину и перенести проппант дальше. Постепенно трещина заполняется до тех пор, пока проппант не набивается в её оконечности.

Необходимость понимания гидроразрыва дала толчок развитию основной механики пород. Главные открытия были сделаны в 1957 году Хуббертом и Уиллисом. Ими было показано, что трещиноватости в недрах обычно располагают не горизонтально, а вертикально. Они аргументировали это тем, что поскольку трещина является плоскостью разделения породы, то порода будет открываться в направлении сопротивления. В глубине большинства продуктивных зон горное давление вызывает наибольшее напряжение, а потому направление наименьшего сопротивления – горизонтальное.

Главной задачей механики пород является прогнозирование высоты, длины и ширины трещины при данной производительности закачивания, его продолжительности и расходе жидкости. Для такого прогноза необходима модель распространения трещины в породе.

В настоящее время имеется целый ряд моделей, составляющих широкий их ассортимент от двухмерных до псевдотрёхмерных и полнотрёхмерных. Основное различие между двухмерным и псевдотрёхмерным, трёхмерным моделированием заключается в том, что в двухмерных моделях высота трещины фиксирована, либо устанавливается равной длине, (то есть полукруглая форма) в то время как высота, длина,

ширена трещины в псевдотрёхмерных и трёхмерных моделях могут в некоторой степени варьироваться независимо друг от друга. Двухмерные модели уже существуют около 30 лет, трёхмерные - около 10 лет.

5.2 Опыт применения ГРП в России

Гидравлический разрыв пласта в России начали применять в 1952 году. В период с 1958 по 1962 в год выполнялось более 1500 операций, а в 1959 этот показатель достиг 3000. В этот же период шли активные промыслово-экспериментальные исследования по изучению как самого процесса гидроразрыва, так и его влияния на дебит. Позже число операций в год значительно снизилось и установилось на уровне 100 операций. Основными полигонами для проведения ГРП стали месторождения Краснодарского края, Волго-Уральского региона, Татарстана, Башкортостана, Куйбышевской области, Чечни, Ингушетии, Туркмении, Азербайджана, Дагестана, Украины и Западной Сибири.

ГРП производился в основном с целью освоения нагнетательных скважин при внедрении внутриконтурного заводнения, и лишь в некоторых случаях на нефтяных добывающих скважинах. Так же ГРП применяли для изоляции притоков подошвенных вод. Трещина служила своего рода водоизолирующим экраном. Массового использования ГРП в СССР не наблюдалось. Для закачки воды в пласт начали использовать новую, более мощную технику, поэтому нужда в проведении ГРП на время отпала. А после начала разработки крупных высокодебитных месторождения Западной Сибири интерес к ГРП практически сошел на нет.

Возрождение ГРП в России началось в конце 80-х годов в связи с существенным изменением структуры запасов нефти и газа. До недавнего времени в качестве проппанта использовали натуральный песок, так как не

было необходимости в синтетических высокопрочных материалов, потому что в то время разрабатывались пласты на относительно небольшой глубине.

Более 40% извлекаемых запасов находятся в коллекторах с проницаемостью менее $5 \cdot 10^{-2}$ мкм², а из них около 80% - в Западной Сибири. Именно поэтому в России в настоящее время особое внимание уделяется перспективам применения и развития технологии ГРП. Высокороводящие трещины ГРП могут увеличить продуктивность скважины в 2-3 раза, а массовое применение ГРП как системы разработки может увеличить темп отбора нефти и увеличить сам коэффициент нефтеотдачи.

В период с 1988 по 1995 годы в Западной Сибири было проведено более 1600 операций ГРП. На некоторых объектах от 50 до 80 % фонда скважин были подвергнуты ГРП. Благодаря ГРП некоторые объекты добились рентабельного уровня добычи нефти. В среднем дебиты увеличились в 3,5 раза, а по некоторым объектам в частности увеличился в 15 раз. Успех проведения ГРП наблюдался в 90% случаев.

5.3 Анализ результатов ГРП

Гидравлический разрыв пласта применяется Приобском месторождении довольно давно, но до сих пор нет единой информации позволяющей с большой точностью предсказать эффективность проводимого ГРП. Благодаря проведению ГРП, получают большую дополнительную добычи нефти. Не смотря на то, что объем проведенных ГРП на месторождении очень велик, остается большая вероятность неудачного исхода проведения ГРП, даже если сопоставляются данные о свойствах коллектора в пределах одного участка. ГРП позволяет включить в разработку ранее не дреннируемые участки пласта. Активное внедрение ГРП на Приобском месторождении началось в 2006 году. На конец 2008, дополнительная добытая нефть от ГРП составила около 48% всей добытой за год нефти. Среди всех пластов находящихся в промышленной разработке на

Приобском месторождении, основным объектом проведения ГРП является пласт АС₁₂, так как он содержит большую часть запасов нефти.

По данным на август 2012 года, с начала года было проведено 120 ГРП из 130 запланированных. Фактическая дополнительная добыча составила 180,6 тыс. т., вместо запланированных 298,4 тыс. т.

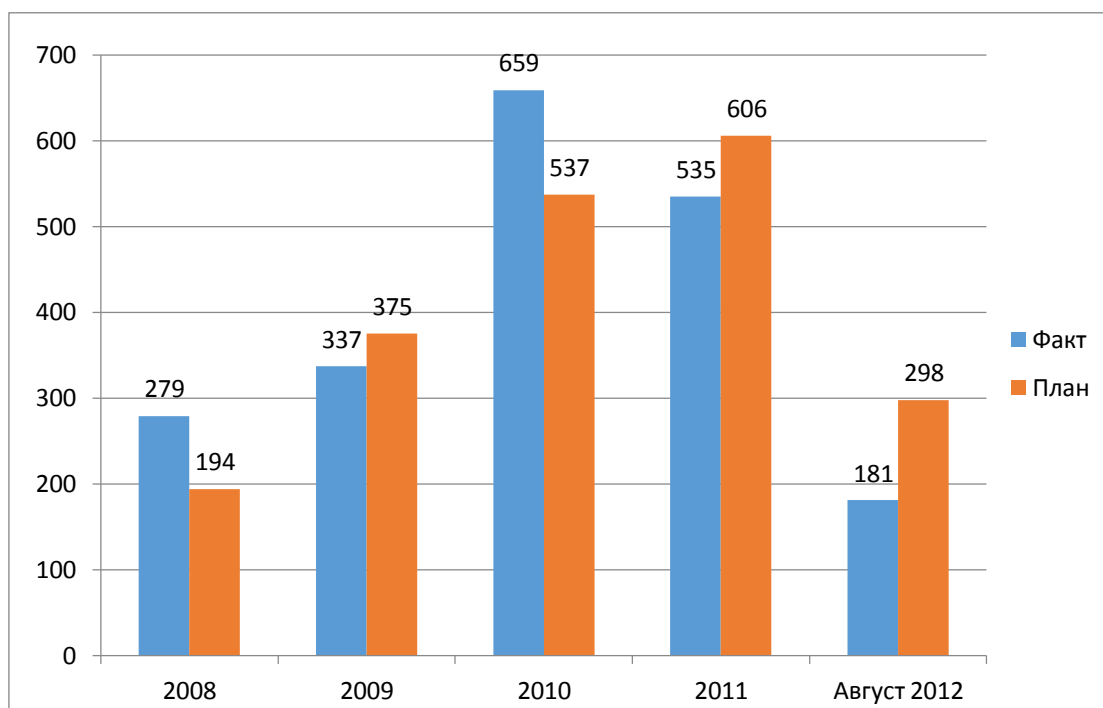


Рисунок 5.3.1 – Дополнительная добыча от ГРП (тыс. т.)

Как видно из рисунка 5.3.1, с 2010 года наблюдается падение показателей дополнительной добычи после проведения ГРП. Связано это с тем, что запасы нефти в пластах АС₁₀ и АС₁₁ (разработка которых проще чем в АС₁₂) истощаются, и прежних темпов добычи получить уже не получается. Именно по этой причине в активную разработку включили пласта АС₁₂, который является аномально низкопродуктивным, но имеющий большой потенциал в добыче.

Не смотря на падающую дополнительную добычу, на месторождении из года в год количество проведенных ГРП возрастает. На конец 2012 года было запланировано проведение 195 ГРП.

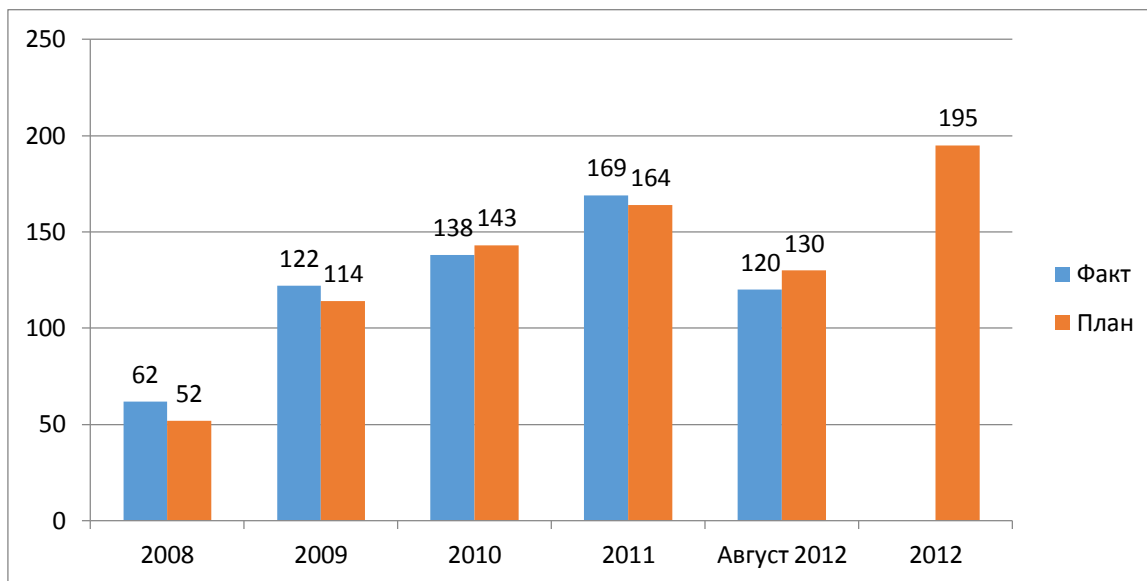


Рисунок 5.3.2 – Количество проведенных ГРП

За первое полугодие 2012 года на Приобском месторождении было проведено 91 ГРП. Основная доля – 64% прилась на пласт АС₁₂, 20% - АС₁₀ и 16% - АС₁₁. Среди проведенных ГРП 46% (42шт.) оказались неэффективными. Неэффективными признаны скважины с проведенным ГРП по двум критериям:

- скважины не достигла расчетного дебита
- текущий дебит практически равен остановочному

Самым эффективным пластом по приросту дебита после ГРП оказался АС₁₂, самым не эффективным АС₁₁. Эффективность пласта АС₁₂ заключается в том, что пласт имеет аномально низкую проницаемость, тем самым обеспечивая большую разницу между проницаемостями до проведения ГРП и после.

Некоторые причины, из-за которых скважины не достигли расчетного дебита:

- переоценка коллекторских свойств пласта
- пониженное пластовое давление
- рост обводненности
- кольматация ПЗП

5.4 Состояние фонда скважин с проведенным ГРП

Всего с 2005 года на Приобском месторождении было проведено 3428 ГРП. А в период с 1991 по 2004 годы – всего 340. В основном такая разница связана с ростом технического прогресса, увеличением изученности технологии и падением цен на проведение операции.

Так же с 2005 года наблюдается тенденция преобладания проведения ГРП на АС₁₂, до этого момента по количеству ГРП преобладал пласт АС₁₁.

Текущее состояние фонда скважин с проведенным ГРП приведены в рисунках 5.4.1 – 5.4.3.

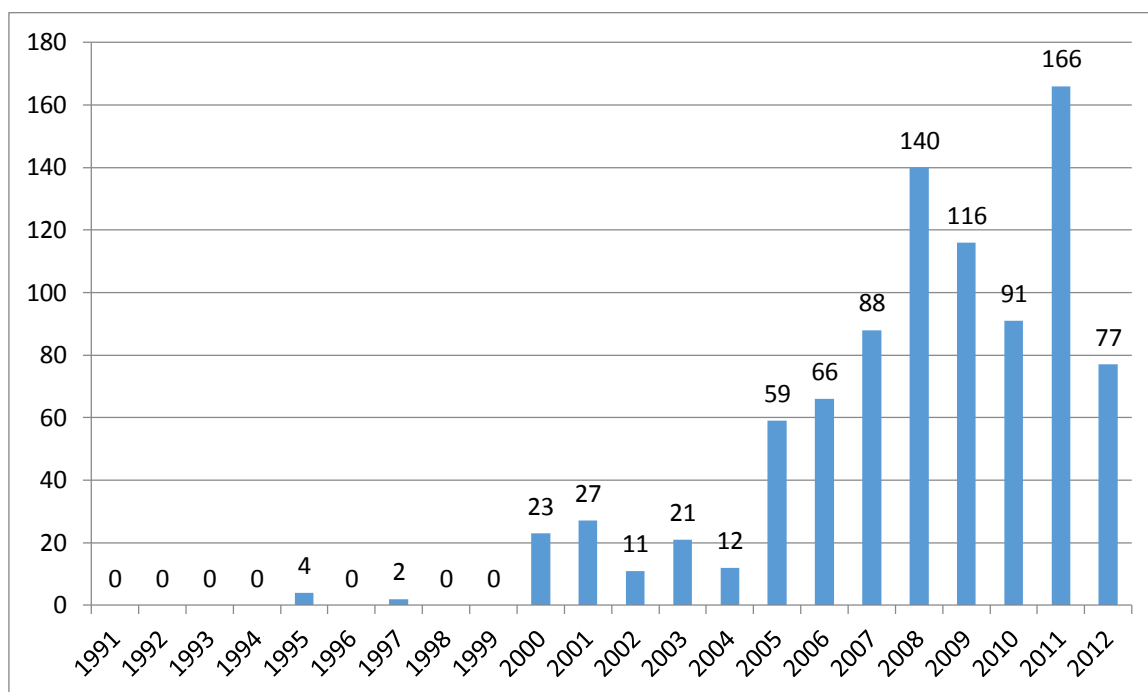


Рисунок 5.4.1 - Текущее состояние фонда скважин по годам проведения ГРП АС₁₀

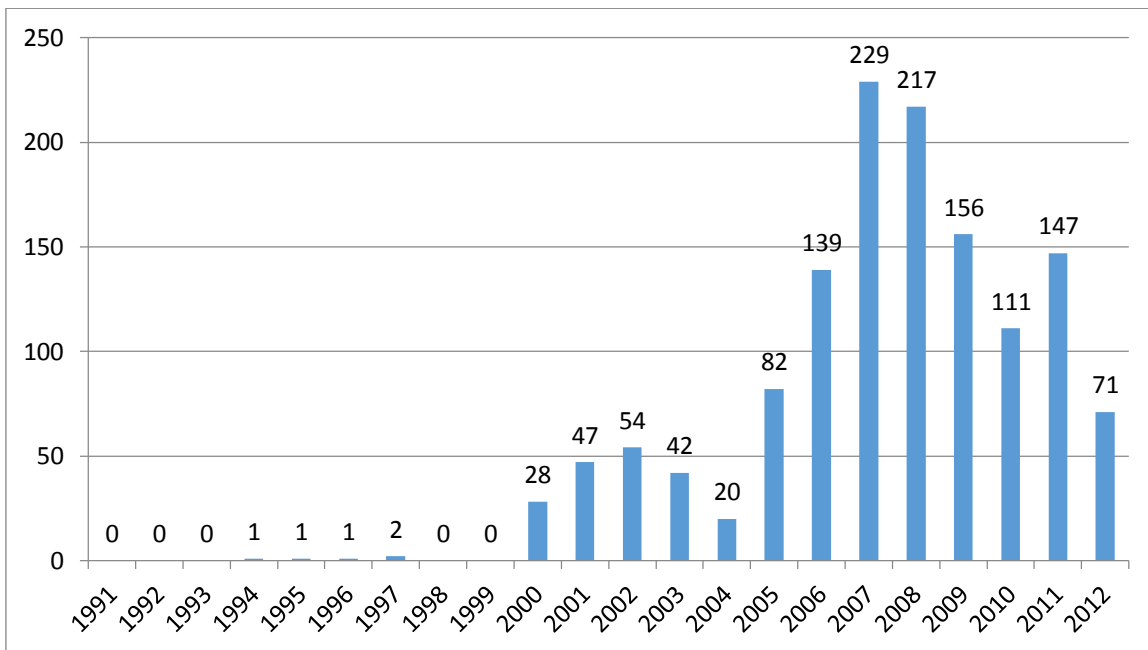


Рисунок 5.4.2 – Текущее состояние фонда скважин по годам проведения ГРП АС₁₁

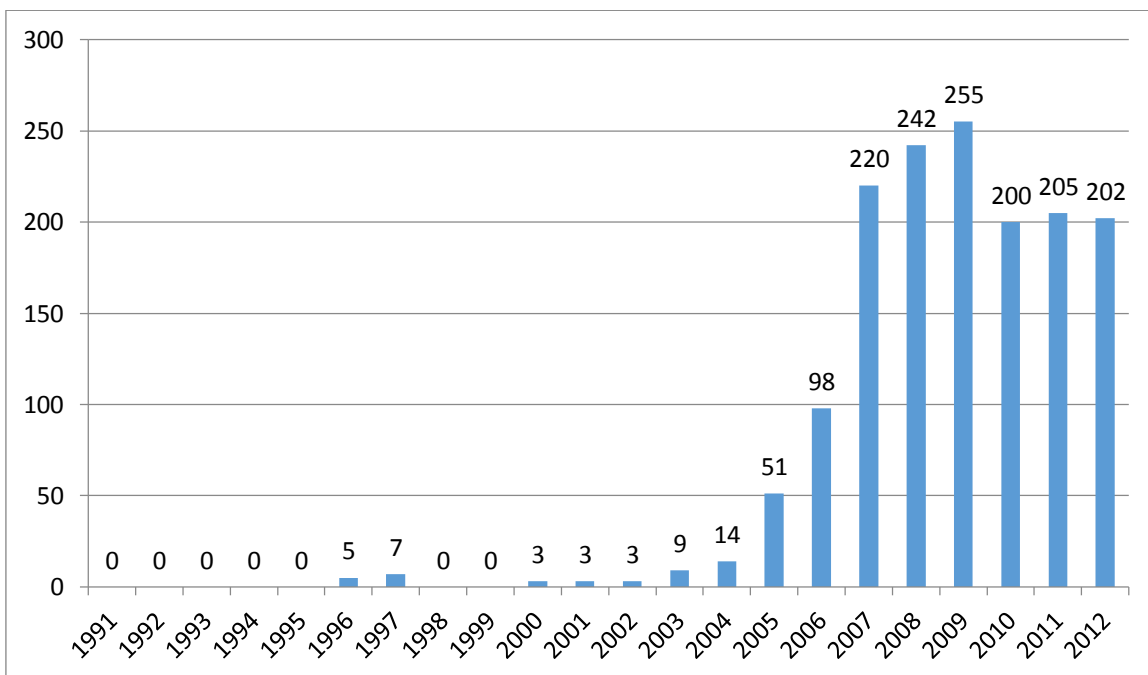


Рисунок 5.4.3 - Текущее состояние фонда скважин по годам проведения ГРП АС₁₂

На рисунках 5.4.4 – 5.4.6 изображена хронология проведения ГРП на месторождения по пластам АС₁₀₋₁₂.

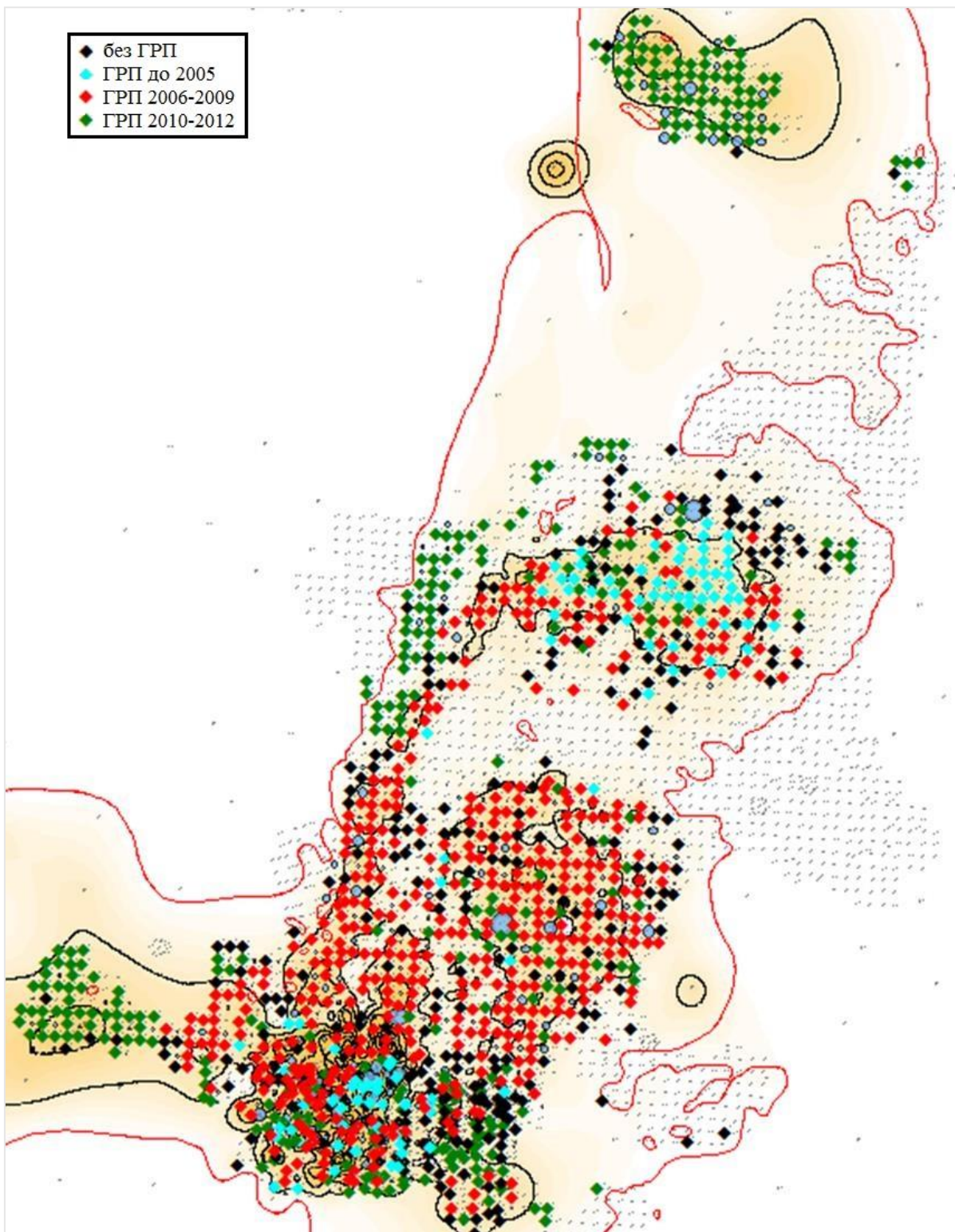


Рисунок 5.4.4 – Фонд скважин с ГРП АС₁₀

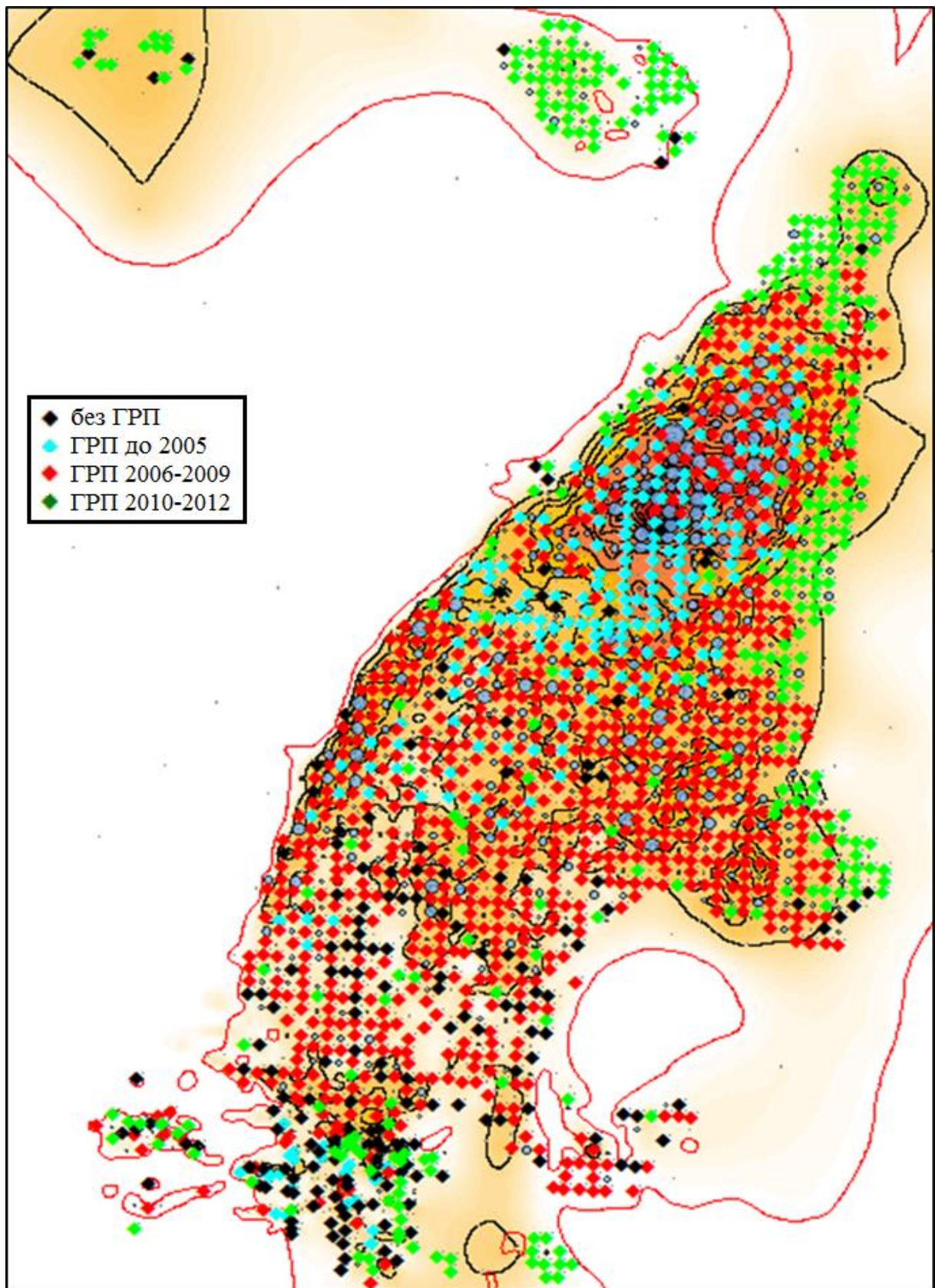


Рисунок 5.4.5– Фонд скважин с ГРП АС₁₁

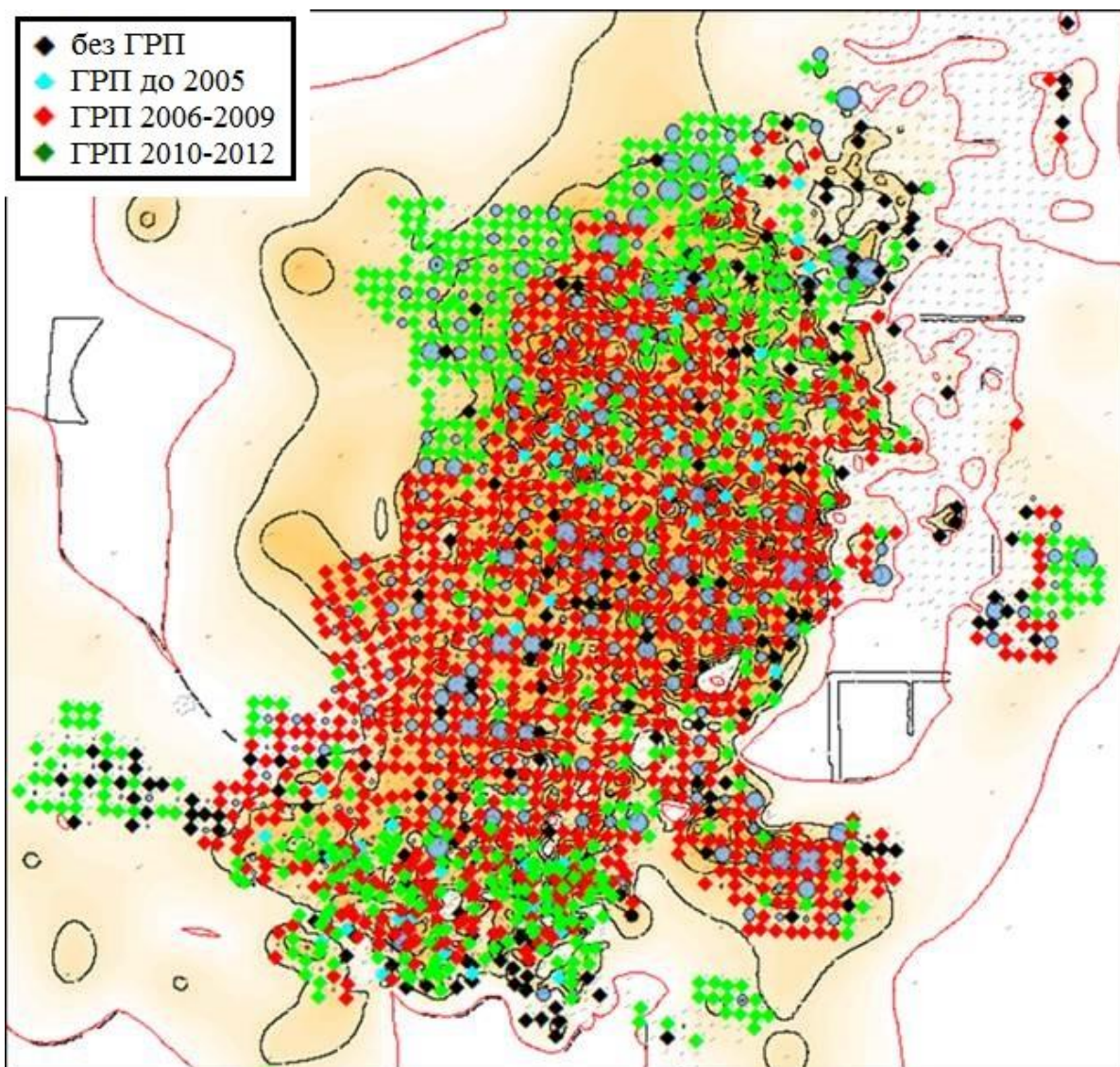


Рисунок 5.4.6 – Фонд скважин с ГРП АС₁₂

5.5. Многостадийное ГРП

В настоящее время применение ГРП в наклонно направленных скважинах не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Дебит скважин с проведенным ГРП в ННС в низкопродуктивных коллекторах с проницаемостью 10^{-3} мкм² и ниже не редко составляет 5-30 м³/сут., что часто не обеспечивает окупаемость затрат на строительство скважины. В этом случае целесообразно строить горизонтальные скважины и проводить в них многостадийное ГРП.

В 2010 году в ООО «РН-Юганскнефтегаз» было принято решение об организации опытного участка с применением ГС с МГРП. Для этой цели был выбран участок Приобского месторождения с объектами разработки АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂. В 2011-2012 гг. участок был разбурен.

Продуктивными в пласте АС₁₀ являются песчано-алевролитовые линзы. Строение пласта АС₁₁ – сложное. Нижняя часть пласта представляет собой чередование тонких нефтенасыщенных песчано-алевролитово-глинистых пород с линзами представленными песчано-алевролитовыми породами. Пласт АС₁₂ состоит из крупнозернистых алевролитов. Общая толщина пластов – 300 м., эффективная толщина составляет 50 м. Пласты разделяются перемычками глины, которые достигают толщины в 100 м. Система разработки – девятиточечная с плотностью сетки 25га/скв.

Важной задачей было определение азимута преимущественного распространения трещины в пласте. Средствами ГИС было определено, что трещины в основном распределены в пределах 310-345о.

При выборе опытного участка нужно было придерживаться следующих критериев:

- отсутствие пересечения целевого пласта с другими продуктивными пластами для упрощения технологических решений проекта разработки (одновременная разработка двух и более продуктивных пластов по единой сетке скважин с использованием ГС с МГРП трудозатратная и дорогостоящая);
- толщина пласта (от кровли до подошвы) не превышает 100 м (технологическое ограничение проведения операции ГРП);
- расчлененность пласта на 1 м эффективной толщины более 0,5;
- толщина глинистых перемычек между прослоями не более 3-4 м.

Этим критериям соответствует участок в районе куста №250 в восточной части Приобского месторождения, представленный в основном пластом АС₁₁.

Таблица 5.5.1- Характеристики пласта АС₁₁

Ср. песчанистость	0,31
Пористость	0,18
Эффективная проницаемость	0,002 мкм ²
Нефтенасыщенность	0,64

В качестве базовой технологии многостадийного ГРП в ГС была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки с портами (муфтами) для закачки проппанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами (рис. 5.5.1).

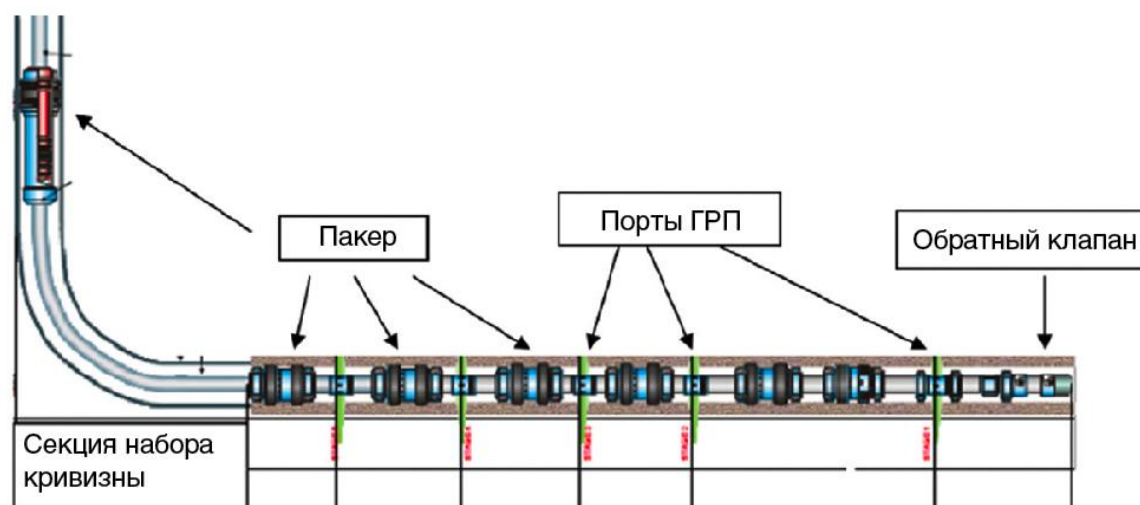


Рисунок 5.5.1 – Компоновка ГС с МГРП

Эта технология позволяет производить МГРП в необсаженном стволе горизонтального участка. Сроки выполнения работ в зависимости от дизайна ГРП могут составлять от нескольких суток до нескольких часов. Возможность селективного управления открытием портов позволяет изолировать обводненные интервалы, увеличивая длительность безводного периода эксплуатации скважины.

На участке было запланировано бурение четырех ГС с длинами горизонтальных участков от 800 до 1000 м, с 7-8 трещинами ГРП.

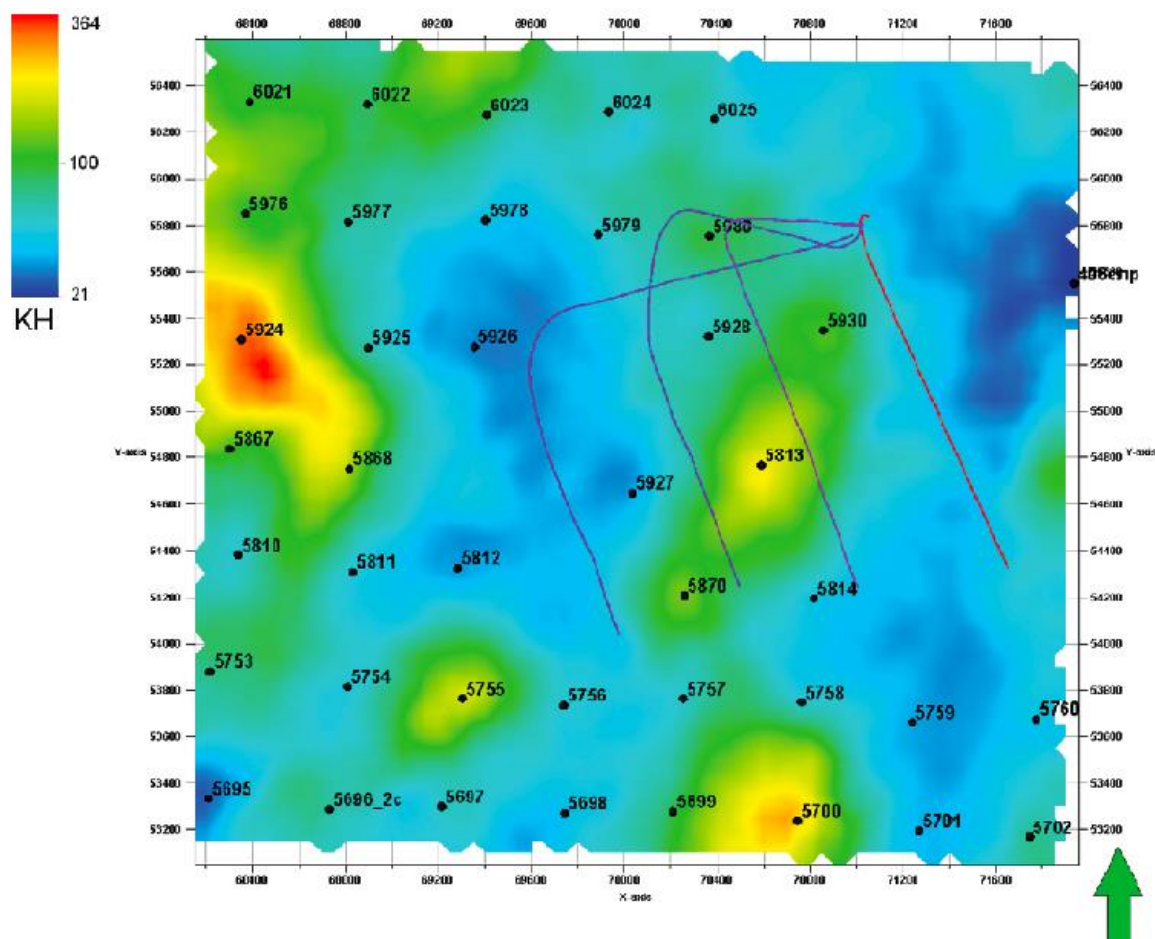


Рисунок 5.5.2 – Расположение и направление ГС

По произведенным расчетам были выявлены некоторые прогнозные параметры ГРП:

- оптимальная масса проппанта на одну стадию – 70-100т.
- эффективная полудлина трещин – 50-60 м.
- средняя закрепленная высота – 70 м.
- средняя закрепленная ширина – 3,5 м.

Было проведено моделирование продуктивности в однородной модели. По данным модели предполагалось, что пусковой дебит в ГС больше чем в ННС в 2,6 раза, а установившийся - в 2 раза.

Таблица 5.5.2- Сравнение продуктивности типов скважин

Тип скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа
	Пусковой	Установившийся	
ННС с ГРП	117	24	1,2
ГС с МГРП	307	48	2,3

После вывода скважин в работу было произведено сравнение прогнозных и фактических дебитов. Как видно из рисунке 5.5.3, отклонение фактического дебита от прогнозного не значительно.

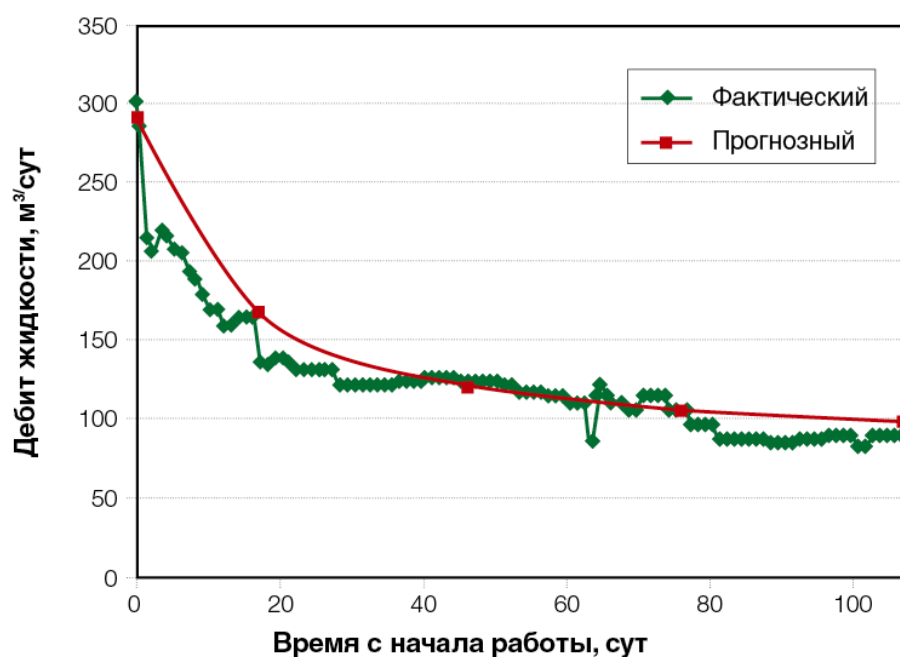


Рисунок 5.5.3 – Динамика прогнозных и фактических дебитов жидкости скв. 5869Г Приобского месторождения.

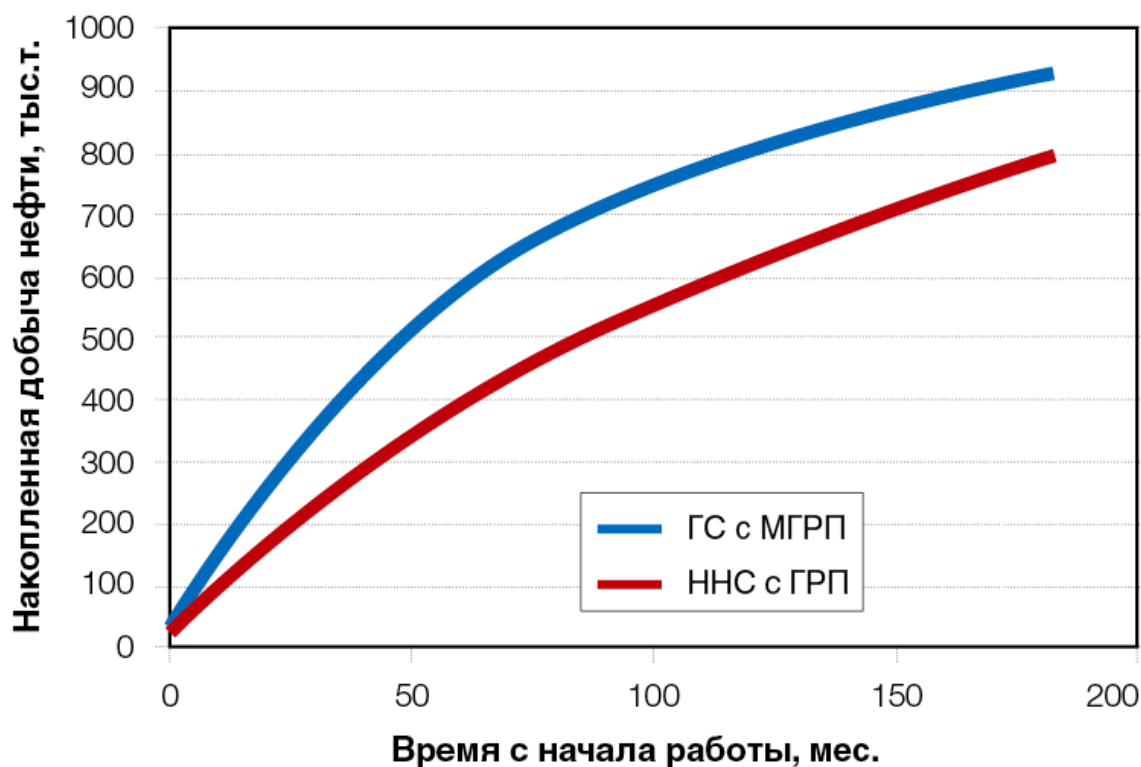


Рисунок 5.5.4 – Динамика накопленной добычи нефти по двум вариантам разработки опытного участка

По рисунку 5.5.4 видно, что накопленная добыча нефти при использовании ГС с МГРП гораздо выше, чем при использовании ННС с ГРП. Это говорит о том, что использовании МГРП целесообразно, более того, учитывая затраты и конечную прибыль, ГС окупится за такой же период, что и ННС (по расчетам НК «Роснефть»). Отсюда следует, что технология может быть использована в больших масштабах, тем самым обеспечивая необходимый уровень добычи, при этом не увеличивая затрат.

6. Безопасность и экологичность проекта

Нефтегазовая промышленность является одной из важнейших составляющих экономической базы России. Экспорт нефти и газа непосредственно влияет на бюджет страны и на экономическое благополучие населения.

На сегодняшний день существует ряд основных проблем для промышленности. Ресурсная база истощается, процент обводненности месторождений растет, многие месторождения находятся на конечной стадии разработки. С целью поддержания стабильного снабжения потребителей нефтью, ведется активный поиск новых месторождений, которые смогут поддержать нынешний уровень добычи.

Одним из таких месторождений является Приобское месторождение. Оно является одним из крупнейших месторождений России по запасам нефти.

Приобское месторождение обладает такими характерными особенностями, как:

- крупное, многопластовое, уникальное по запасам нефти
- труднодоступное из-за географо-климатических особенностей (заболоченная местность, расположение реки Обь, весенние паводки)
- река Обь делит месторождение на правобережную и левобережную части

Месторождение имеет сложное строение продуктивных горизонтов. Ключевыми в разработке являются пласты АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂. Пласты АС₁₀ и АС₁₁ относятся к средне и низкопродуктивным по коллекторским свойствам. АС₁₂ – к аномально низкопродуктивным.

6.1 Анализ потенциальных опасностей и вредностей при экспериментальных работах

Все работы на месторождении, как и во всей нефтяной промышленности, связаны с высокой механизацией, химизацией, опасными давлениями и наличием высоковольтных линий и кабелей, которые представляют большую опасность для обслуживающего персонала.

В процессе добычи нефти операторы по добыче нефти и газа подвергаются воздействию неблагоприятных метеорологических условий, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и сопутствующих веществ. Такое загрязнение воздушной среды может привести к интоксикации организма.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
керосин	300	IV
Бензиновые фракции	100	IV
Оксид углерода	20	IV
Углеводороды	300	II
Газы C5-C6	200	IV

Технологическое оборудование установки расположено во взрывоопасной зоне и относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-1г - установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ. Работник ежемесячно, подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено

внешним воздействиям, коррозии, низким температурам, что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций и их преждевременному разрушению.

Класс профессионального риска, исходя из вида экономической деятельности - XXX. Месторождение относится к климатическому региону I б (Приобское месторождение в Ханта-Мансийском автономном округе), где температура воздуха может достигать до -41 °С зимой.

Одна из главных особенностей условий труда персонала - это работа, в основном связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами, частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, следует руководствоваться: ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»

Нормы освещенности объектов ЦПКГ установлены согласно ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности» и представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

На основании ВСН34-82 для освещения кустовых площадок применяют газоразрядные источники света. Тип светильников подбирают с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки. Для освещения площадки согласно ВСН34-82 выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. Примем к установке прожектор типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

Таблица 6.3 — Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов

предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Таблица 6.4 — Ориентировочное значение коэффициента m

Лампа	Тип прожектора	Ширина освещаемой площадки, м	Значение коэффициента m при расчетной освещенности площадки, лк	
			0.5...1,5	2...30
ГЛН	ПКН, ИСУ	75...125	0,50	0,25
ДРЛ	ПЗС, ПСМ	75...250	0,25	0,13
		275...350	0,30	0,15

Нормативная освещенность площадки скважины составляет $E_n = 75$ лк. Тогда для ее обеспечения ориентировочное число прожекторов может быть определено по формуле:

$$N = 0,15 \cdot 75 \cdot 1,7 \cdot (3000 / 700) = 81,96; \quad (6.1)$$

где

m ; - коэффициент, учитывающий световую отдачу источника света;

E_n - нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки, лк;

k - коэффициент запаса, принимаемый для ламп накаливания (ЛН) равным 1,5, и для газоразрядных ламп - 1,7;

A - освещаемая площадь, м²;

P_l - мощность лампы, Вт.

Принимаем k установке 84 прожектора, по 21 прожектору на каждой мачте.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 и ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», дают следующие нормирование:

Таблица 6.5. - Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
		Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	Пб	17-19	40-60	0,2
Теплый	Пб	20-22	40-60	0,3

К категории П б относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Учитывая обязанности оператора категория работ - П б (233-290Вт).

Соответственно оптимальная температура в производственном помещении должна поддерживаться порядка 17-19 °С зимой и 20-22 °С в теплый период года, для этих целей в помещении установлены обогреватели поддерживающий температурный режим.

и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не превышает 80 дБ.

Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие. Для уменьшения шума применяют: СИЗ органов слуха (противошумные наушники).

Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным

документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, предоставленными в таблице 6.6.

Таблица 6.6- Средства индивидуальной защиты

№ п/п	Профессия, должность	Наименование средств индивидуальной защиты	Срок носки, мес.
1	Оператор по гидравлическому разрыву пластов; оператор по химической обработке скважин	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с плёночным покрытием	1 на 2 года
2		Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	До износа
3		Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
4		Футболка	4 на 2 года
5		Головной убор	1
6		Ботинки кожаные с жестким подноском или	1 пара
7		Сапоги кожаные с жёстким подноском	1 пара
8		Сапоги резиновые с жёстким подноском или	1 пара
9		Сапоги резиновые болотные с жёстким подноском	1 пара
10		Нарукавники из полимерных материалов	6 пар

Продолжение таблицы 6.6- Средства индивидуальной защиты

№ п/п	Профессия , должность	Наименование средств индивидуальной защиты	Срок носки, мес.
11	Оператор по гидравлическому разрыву пластов; оператор по химической обработке скважин	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
12		Перчатки резиновые или из полимерных материалов	126 пар
13		Каска защитная	1 на 2 года
14		Респиратор	До износа
15		Подшлемник под каску с однослойным или трехслойным утеплителем	2 на 2 года
16		Очки защитные закрытые	До износа
17		На наружных работах зимой дополнительно:	
18		Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	По поясам
19		Бельё нательное утеплённое	2 комплекта
20		Жилет утепленный	1
21		Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
22		Ботинки утеплённые с жестким подноском или	По поясам
23		Сапоги утепленные с жёстким подноском	По поясам
24		Валенки	По поясам
25		Галоши на валенки	1 пара
26		Шапка-ушанка	1 на 3 года
27		Перчатки с защитным покрытием нефтеморозостойкие	6 пар
28		Перчатки шерстяные	6 пар

6.2 Инструктаж по безопасности при проведении работ по гидравлическому разрыву пласта

Процесс ГРП основан на создании или расширении уже имеющихся трещин в породах при скважинной части пласта. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой значительных объемов жидкостей, что опасно для окружающих, поэтому должны соблюдаться следующие требования:

Объем и время проведения работ определяется утвержденным планом и графиком.

При проведении работ должны соблюдаться общие правила безопасности при подземном и капитальном ремонте скважин и соответствующие инструкции.

Допуск инженерно-технических работников и рабочих к выполнению работ разрешается после проведения инструктажа. Инструктаж инженерно-технических работников проводит старший инженер цеха капитального и подземного ремонта скважин (ЦКПРС). Инструктаж рабочих, машинистов и водителей проводят мастера бригад ЦКПРС и начальник УТТ. Инструктаж оформляется в журнале под роспись. Последующие инструктажи проводятся в соответствии с общими правилами по технике безопасности.

До начала работ необходимо ознакомить работающих: с характером проводимых работ; со схемой обвязки; с технологическими режимами работы.

ГРП должен проводиться специально подготовленной бригадой под руководством мастера или другого ИТР по плану, утвержденному главным инженером предприятия.

Перед расстановкой агрегатов на скважине все участвующие проходят инструктаж по технике безопасности и ознакомиться с технологическими параметрами процесса.

Территория вокруг скважины в радиусе 50м должна быть обозначена, освобождена от оборудования, не задействованного в технологическом процессе.

Места установки агрегатов на скважине должны быть соответствующим образом подготовлены и освобождены от посторонних предметов, препятствующих установке агрегатов и прокладке коммуникаций.

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия, на расстоянии не менее 10м от устья скважины и не менее 1м между агрегатами, емкостями для свободного выезда с территории скважины.

При расстановке агрегатов следует учитывать направление ветра во избежание попадания на них и на обслуживающий персонал газов и капель нефти.

Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

Агрегаты должны быть установлены на ровной площадке, заторможены ручным тормозом. В необходимых случаях под колеса устанавливают упоры.

До начала работ должна быть проверена исправность агрегатов и запорной арматуры, наличие на насосах агрегатов заводских тарированных предохранительных устройств.

Монтаж проводится специальными трубами высокого давления при помощи быстро сворачивающихся соединений. Количество гибких металлических соединений на каждой линии должно быть не менее трех.

Перед соединением все элементы обвязки должны быть очищены от грязи, осмотрены, сомнительные детали из резины заменены.

Линии высокого давления (в случае пересечения) находятся поверх линии низкого давления.

Перед началом работ по обвязке устья талевый блок должен быть спущен, отведен в сторону и прикреплен к ноге спуско-подъемного сооружения, рабочая площадка освобождена от посторонних предметов.

Выхлопные трубы агрегатов и других спецмашин, применяемых при ГРП, должны быть снабжены глушителями и искрогасителями, и выведены на высоту не менее 2–3 метров от уровня платформы агрегата.

По окончании монтажа линии опрессовываются на 1,5-кратное ожидаемое давление, но не превышающее паспортных данных на оборудование.

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем персонал, несвязанный непосредственно с самим процессом, должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.

Во избежание разрывов трубопровода опрессовку следует выполнять при малых скоростях агрегата.

При обнаружении пропусков в нагнетательном трубопроводе необходимо устранить пропуск, плавно снизить давление до атмосферного и произвести повторную опрессовку.

В целях предупреждения повреждения соединительных кабелей их монтаж следует проводить только после гидравлической обвязки блока манифольда и всех участвующих в операции агрегатов. Необходимо тщательно следить за тем, чтобы кабели датчиков не попадали под колеса автомашин, тракторов или другой спецтехники.

Для замера и регистрации давления при ГРП к головке должны быть подсоединены показывающий и регистрирующий манометры, вынесенные при помощи импульсных трубок на безопасное расстояние.

Рабочее место в темное время суток должно освещаться согласно требованиям ПТБЭ, ПТЭЭ и ПУЭ не менее 2блюкс. Кроме того, каждый агрегат должен иметь индивидуальное освещение.

Все электрооборудование: рубильники, розетки, прожектора, магнитные пускатели и кнопки управления не взрывоопасного исполнения должно размещаться не ближе 20м от устья скважины.

Проведение работ по ГРП не допускается при скорости ветра 15м/сек и выше, во время грозы, сильного снегопада, ливне, тумане (с видимостью менее 50м).

Запрещается: курить в обозначенной зоне работ; пользоваться открытым огнем для освещения, осмотра и прогрева агрегата и трубопровода; пользоваться открытым огнем для осмотра желобных систем, отогрева задвижек и определения уровня.

Перед началом технологического процесса руководитель работ обязан убедиться в наличии двухсторонней переговорной связи между участниками процесса. Как исключение допускается визуальная обратная связь от машинистов агрегатов к руководителю работ. Каждый раз перед началом работ необходимо обговорить сигналы взаимодействия между руководителем работ, экипажами агрегатов и членами бригады.

Перед началом работы по ГРП необходимо привести в рабочее положение все складывающиеся ограждения площадок на агрегатах.

Пуск и остановка агрегатов проводится только по команде руководителя работ по микрофону. Присутствующие при операции другие лица не имеют право подачи команд, минуя руководителя работ, кроме команды «остановки» при аварийном положении или травме с обслуживающим персоналом.

Не разрешается проводить ремонтные работы, смазку и т. п. Во время работы агрегата. Разрешается только смазывать плунжерную пару при открытом контрольном клапане.

Машинист находится с правой стороны агрегата на платформе, а моторист-водитель в кабине за пультом управления. Разрешается замена их местами.

Оператор ГРП, находящийся на блендере, должен находиться непосредственно за пультом управления смесителя, а другой оператор должен следить за подачей песка из самосвала и обеспечивать бесперебойное поступление песка на шнеки смесительного устройства.

В зимнее время перед пуском агрегата в работу после временной остановки необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях линий пробок. Отогревать трубопроводы следует только паром или горячей водой.

При ГРП скважины жидкостью на нефтяной основе должна быть вызвана пожарная машина с боевым расчетом для тушения возможного пожара. Противопожарный инвентарь бригады должен быть проверен и приведен в боевую готовность.

В процессе работы обслуживающий персонал обязан контролировать состояние рабочих механизмов, напорных и рабочих линий.

По окончании работ, по команде руководителя, давление в линии должно быть снижено до атмосферного, и затем линия может быть демонтирована.

Остатки жидкости из емкостей вывозятся автоцистернами или сливаются в приемный амбар. Разлив технологической жидкости на территории не допускается.

Члены бригады обязаны хорошо знать требования техники безопасности, правила электробезопасности, противопожарной безопасности, оказание первой медицинской помощи при ранении, ожогах, отравлении, обмороживании, поражении электрическим током и так далее.

6.3 Безопасность жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопро-

явление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- 6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- 7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 9) график и схему по отбору проб газовоздушной среды;
- 10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников. Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

- 1) непрерывный цикл производства;
- 2) повышенная газозрываемость объектов НГДУ;
- 3) необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцатичасовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

6.4 Экологичность проекта

Сжигание газа на факеле осуществляется только в аварийных ситуациях. Факельные стояки должны быть оборудованы эффективными горелками,

обеспечивающими наиболее полное сжигание, обратными клапанами и дежурной горелкой с оборудованным автоматическим электрозапальным устройством. Высота факельного стояка выбрана исходя из необходимости интенсивного рассеивания вредных примесей в приземном слое.

Основными источниками поступления вредных веществ в атмосферу служит:

- сжигание попутного нефтяного газа в факелах;
- печи для подогрева углеводородного сырья;
- поступление углеводородов и сопутствующих веществ из трубопроводов, емкостей для хранения сырья и топлива, перекачивающих агрегатов, запорно-регулирующей арматуры;
- места аварийных разливов нефти, испарения амбаров, полигонов;
- различные силовые агрегаты;
- системы жизнеобеспечения производственных и жилых помещений;
- транспортные средства и т.п.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Приобского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энергоснабжения путем использования ДВС, работающих на жидком и газообразном топливе, и газогенераторных установок на полное развитие;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов;
- диспетчерский контроль за технологическими и вспомогательными процессами;
- контроль за состоянием атмосферы согласно требованиям ГОСТов.

Документами, регулирующим предельно допустимую концентрацию веществ в воздухе является ГОСТ 12.1.005-88 «Требования к воздуху рабочей зоны» и ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

Для предотвращения аварийной ситуации в компании существует «План ликвидации аварий», содержащий порядок действия каждого ответственного лица, список лиц для оповещения и их телефоны, перечень требуемых технических средств и материалов. В планах ликвидации аварий учитывается возможный объем и тип разливаемой жидкости, указывать типы технических средств для борьбы с разливами, потребность в рабочей силе, организационные мероприятия, обеспечивающие эффективную ликвидацию больших и малых разливов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Безусловно, ГРП одна из самых прогрессивных и массово применяемых технологий в нефтегазовой промышленности. Ценность для промышленности очень велика, так как благодаря ей извлечение нефти и газа на дневную поверхность становится проще и быстрее, увеличивается степень извлечения запасов. Но в то же время, технология не всегда приносит пользу, из-за нее массового и бездумного применения может быть загублено целое месторождение, и вследствие чего будет невозможно добыть углеводороды или их извлечение будет ограничено, не смотря на высокий потенциал месторождения. Но в настоящее время не прекращаются исследования по этой не самой новой технологии, и благодаря им процент успешности операций довольно высокий.

В настоящее время, когда почти истощены легкодоступные запасы углеводородов, технология ГРП приходится как нельзя кстати. Трудноизвлекаемую нефть теперь можно добыть из аномально низкопродуктивных пластов, путем увеличения площади фильтрации пласта. Добывать нефть из подобных пластов очень тяжело и ГРП облегчает эту работу.

Не смотря на дороговизну операции, ее применяют повсеместно. Срок окупаемости, в зависимости от месторождения и прочих факторов, может быть невелик. Но для обеспечения большей выработки месторождения и для обеспечения больших дебитов, необходимо шире вводить ГС с МГРП.

ГС с МГРП стоят дороже, но срок окупаемости у них почти такой, же как и у ННС с ГРП (1 год, как показал опыт на Приобском месторождении). Тем самым можно рекомендовать эту технологию. ГС с МГРП в итоге дают дебиты в разы превышающие дебиты после простого ГРП, и эффект от операции наблюдается еще долгое время. Плюс ко всему ГС с МГРП включает в работу большую часть пласта нежели ННС, тем самым обеспечивая более полную выработку месторождения. К сожалению, к этой

технологии относятся пока с опаской, но отечественные добывающие компании уже пытаются внедрять данные технологии на своих лицензионных участках, пусть и не в промышленном масштабе, а в качестве опытов. Скоро ГС с МГРП будет использоваться повсеместно, но ННС с ГРП она вытеснить не сможет, все еще остаются коллекторы которые целесообразно разрабатывать только с ННС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геология нефтяных и газовых месторождений». Г.А. Габриэляц. М: Недра, 1984 г.
2. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: М., Недра, 1986 г.
4. Методические указания по оформлению квалификационной работы, Квеско Б.Б., Красноярск: 2016 г.
5. Отчет «РН-Юганскнефтегаз» «Анализ ГРП первого полугодия 2012 года по Приобсокому месторождению»
6. Усачев П.М. «Гидравлический разрыв пласта». М.: Недра, 1986 г.
7. Проект разработки Приобского месторождения, 2001г.
8. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: М., Недра, 1983 г.